

**Н. А. Демяненко, П. П. Повжик,  
Д. В. Ткачѐв**

**ТЕХНОЛОГИИ  
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.  
ПЕРСПЕКТИВЫ И НАПРАВЛЕНИЯ  
РАЗВИТИЯ**

**Гомель  
ГГТУ им. П. О. Сухого  
2021**

УДК 622.276

**Демяненко Н. А.** Технологии интенсификации добычи нефти. Перспективы и направления развития / Н. А. Демяненко, П. П. Повжик, Д. В. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 288 с. : ил. – ISBN 978-985-535-459-9.

Обобщен опыт применения и развития технологий интенсификации добычи нефти на месторождениях Припятского прогиба за последние 30 лет. Рассмотрены перспективы и направления дальнейшего развития технологий интенсификации притока.

Для инженерно-технологических работников, специалистов-практиков, аспирантов, студентов, слушателей курсов повышения квалификации и переподготовки по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 30, ил. 82, список лит. – 191 назв.

Рецензенты: зав. лаб. гидрогеологии и гидроэкологии Института природопользования НАН Беларуси  
д-р геолого-минерал. наук *В. Г. Жогло*;  
зав. лаб. геотектоники и геофизики Института природопользования НАН Беларуси  
канд. геолого-минерал. наук *Я. Г. Грибик*

*Рекомендовано к изданию Советом ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 2 от 19.10.2020 г.)*

ISBN 978-985-535-459-9

© Демяненко Н. А., Повжик П. П.,  
Ткачев Д. В., 2021

© Оформление. Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого», 2021

# Оглавление

<b>Основные условные обозначения</b> .....	5
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	7
<b>Глава 1. ПРИЧИНЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ</b> .....	9
1.1. Качество первичного вскрытия продуктивных пластов и факторы, влияющие на состояние околоствольной зоны скважин...	9
1.2. Качество вторичного вскрытия пластов .....	18
1.3. Требования к рабочим жидкостям для работы с нефтяным пластом .....	38
<b>Глава 2. РЕЦЕПТУРЫ И ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК</b> .....	48
2.1. Технологии кислотных обработок карбонатных коллекторов .....	48
2.2. Технологии кислотных обработок терригенных коллекторов .....	59
2.3. Направленные кислотные обработки и область их применения .....	66
2.4. Интенсификация добычи нефти двухфазными азотно-кислотными системами .....	77
2.5. Направления и перспективы развития технологий интенсификации добычи нефти .....	85
2.6. Критерии выбора объектов для проведения работ по интенсификации добычи нефти .....	88
2.7. Обоснование объемов и концентрации реагентов в кислотных составах .....	93
2.8. Принципы обоснования технологических режимов обработки .....	99
2.9. Применение методов математической статистики для планирования мероприятий по интенсификации притока из пласта .....	108
<b>Глава 3. ВОЛНОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА</b> .....	115
3.1. Метод переменных давлений .....	116
3.2. Интенсификация добычи нефти с применением струйных насосов .....	125
3.3. Технологии интенсификации добычи с применением гидроударных и виброволновых устройств .....	142

3.4. Кавитационно-импульсное воздействие на пласт.....	155
3.5. Перспективные технологии волнового воздействия на пласт.....	163
<b>Глава 4. ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТОВ.....</b>	<b>178</b>
4.1. Радиальное вскрытие пласта.....	178
4.2. Интенсификация добычи нефти в многоствольных скважинах.....	201
4.3. Гидравлический разрыв пласта.....	212
4.4. Направления развития технологий интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых пластов за счет увеличения зоны дренирования.....	227
4.4.1. Кислотоструйное туннелирование пластов .....	227
4.4.2. Увеличение площади дренирования за счет превращения одноствольных скважин в многоствольные .....	238
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>270</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА.....</b>	<b>272</b>

## ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения  
БДТ – безмуфтовая длинномерная труба  
БИЭР – буровой инвертно-эмульсионный раствор  
ВЗД – винтовой забойный двигатель  
ГАКС – газированный азотом кислотный состав  
ГДИ – гидродинамические исследования скважин  
ГЖС – газожидкостная система  
ГИВ – гидравлический индикатор веса  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГКПРФ – глубоко проникающие радиальные каналы фильтрации  
ГлКО – глино-кислотная обработка  
ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба  
ГПП – гидropескоструйная перфорация  
ГРП – гидроразрыв пласта  
ГРР – геолого-разведочные работы  
ГТМ – геолого-технические мероприятия  
КВД – кривая восстановления давления  
КВЧ – количество взвешенных частиц  
КГРП – кислотный гидроразрыв пласта  
КИВ – кавитационно-импульсное воздействие  
КИН – коэффициент извлечения нефти  
КНБК – компоновка низа буровой колонны  
КПД – коэффициент полезного действия  
КРС – капитальный ремонт скважин  
МГРП – многозонный гидроразрыв пласта  
МПД – метод переменных давлений  
МФН – межфазное натяжение  
НКО – направленная кислотная обработка  
НКТ – насосно-компрессорные трубы  
НКЭ – нефтекислотная эмульсия  
ОЗС – околоствольная зона скважины  
ПАВ – поверхностно-активные вещества  
ПГИ – промыслово-геофизические исследования  
ПКО – пенокислотная обработка  
ППД – поддержание пластового давления  
СКВ – соляно-кислотная ванна  
СКО – соляно-кислотная обработка

СКС – самоотклоняющаяся кислотная система  
ТНПА – технологические нормативные правовые акта  
УКОП – устройство комплексной обработки пласта  
УШГН – установка штанговая глубиннонасосная  
ФЭС – фильтрационно-емкостные свойства

## ВВЕДЕНИЕ

Эффективность современных систем добычи нефти, величина достигаемого коэффициента извлечения, длительность и интенсивность разработки залежей, рентабельность добычи в значительной степени определяются состоянием околоствольной зоны нагнетательных и добывающих скважин. За счет сниженных продуктивных характеристик околоствольной зоны скважин (ОЗС) нефтяная промышленность недобирает значительные объемы нефти. Фильтрационная неоднородность ОЗС, вызванная частичной кольматацией одних пропластков и повышенными значениями других, в пределах интервалов перфорации скважин, приводит к неравномерной выработке запасов, формированию застойных зон, снижению коэффициентов охвата пластов выработкой, преждевременным прорывам в добывающие скважины закачиваемой воды.

Фильтрационная неоднородность и снижение проницаемости ОЗС возникают на различной стадии жизни скважин. На начальных стадиях это, как правило, связано с низким качеством первичного и вторичного вскрытия пластов, низким качеством освоения скважин в период ввода их в эксплуатацию. В период эксплуатации снижение фильтрационных свойств ОЗС связано с кольматацией твердой фазой и блокированием фазовой проницаемости для нефти разнообразными технологическими жидкостями, применяемыми при ремонте скважин, нарушением термодинамического равновесия, приводящего к отложению солей, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), выделению свободного газа, снижением фазовой проницаемости для нефти за счет увеличения водонасыщенности коллектора при добыче обводненной нефти, проявления капиллярных эффектов и пр. Факторов и причин снижения проницаемости ОЗС множество. В процессе истории эксплуатации скважин они могут значительно изменяться.

Для восстановления фильтрационных свойств ОЗС широко применяются различные технологии интенсификации притока. Как правило, каждая из технологий имеет свои граничные условия эффективного применения. Поэтому важнейшим требованием к технологиям интенсификации притока является наличие гаммы технологий, охватывающих весь спектр геолого-физических свойств пород-коллекторов конкретного региона, на месторождениях которого они применяются.

На месторождения Припятского прогиба для интенсификации притока опробованы и широко применяются ряд различных технологий, адаптированных к геолого-физическим условиям пород-коллек-

торов. Нефтенасыщенные породы-коллекторы месторождений Припятского прогиба на 92 % представлены карбонатными отложениями. Только 8 % нефтяных залежей сосредоточены в терригенных коллекторах.

Карбонатные коллекторы характеризуются более сложным по сравнению с терригенными строением емкостного пространства, а также характером фильтрационно-емкостных свойств. Для них, наряду с поровой, характерно наличие каверновой и трещинной емкости. Основными каналами фильтрации, как правило, являются трещины. Поэтому все сложности, связанные с изменением фильтрационных свойств ОЗС, во многом определяются интенсивностью развития и раскрытостью трещинных систем в ОЗС.

Основные нефтяные месторождения Припятского прогиба разрабатываются уже более 50 лет. Они вступили на завершающую стадию разработки. К началу 2020 г. в пределах Припятского прогиба открыто более 83 промышленных месторождений углеводородов, включающих 271 залежь. В промышленной разработке находятся 40 месторождений, включающих 188 залежей, в пробной эксплуатации – 24 месторождения (46 залежей), в консервации – 13 месторождений (25 залежей).

Современный этап разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба сопровождается постоянным нарастанием негативных тенденций, связанных с целым рядом объективных и субъективных причин:

- ростом отбодненности добываемой продукции;
- старением и износом фонда добывающих скважин;
- снижением годовых темпов отбора нефти;
- осложнениями в виде отложений солей и парафина на нефтепромысловом оборудовании;
- низкой степенью восполнения ресурсной базы углеводородов за счет геолого-разведочных работ (ГРР) (объемы прироста запасов за счет ГРР составляют 50–70 % от объемов годовой добычи нефти);
- запасами новых открываемых месторождений, в основном представленными трудноизвлекаемыми;
- значительным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти как за счет опережающей выработки активных запасов на зрелых месторождениях, так и их прироста за счет ГРР;
- сосредоточением значительных ресурсов (трудноизвлекаемых запасов) нефти в нетрадиционных коллекторах, разработка которых по традиционным технологиям нерентабельна.

Нарастание негативных тенденций в разработке месторождений и добыче нефти требует постоянного совершенствования технологий, в том числе и интенсификации добычи нефти.



# **Глава 1. ПРИЧИНЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Причин, требующих интенсификации добычи нефти, достаточно много. Однако основными и доминирующими среди них являются такие как качество первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов и снижение продуктивных характеристик ОЗС технологическими жидкостями в процессе эксплуатации скважин. Рассмотрим особенности проявления этих процессов в породах-коллекторах месторождений Припятского прогиба.

## **1.1. Качество первичного вскрытия продуктивных пластов и факторы, влияющие на состояние околоствольной зоны скважин**

Существующая технология вскрытия продуктивных пластов [1], [2] предусматривает создание столбом раствора, заполняющего скважину, гидростатического давления на ее забой при вскрытии, превышающего пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м;
- 5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

Однако, как показывает анализ промысловых данных, эти условия в большинстве случаев не выдерживаются. Фактические перепады давления между забоем скважины и пластом (репрессии на пласт) достигают 20–40 % от пластового, а иногда и больше [3]–[5]. В этих условиях происходит неконтролируемое проникновение рабочих жидкостей в пласт [6]–[7], приводящее к снижению фильтрационных характеристик пласта в ОЗС.

Основные причины ухудшения фильтрационных характеристик пластов при их первичном вскрытии обусловлены многообразием фи-

зических и химических процессов, связанных с работой долота и проникновением в пласт буровых растворов и их компонентов (фильтрата и твердой фазы). Эти процессы приводят как к временному, так и необратимому снижению проницаемости ОЗС [8]–[11].

Загрязнение околоствольной зоны пласта твердой фазой буровых растворов приводит к образованию зоны кольматации, возникающей в результате радиальной фильтрации буровых растворов в пласт под воздействием перепада давления между скважиной и пластом. Зона кольматации оказывает наибольшее влияние на снижение проницаемости ОЗС [12], [13].

Размеры зоны кольматации зависят от свойств пористой среды и соотношения размеров каналов фильтрации и твердой фазы [8]–[10], [12], [13]. Так, для гранулярных (поровых) коллекторов глубина проникновения твердой фазы составляет от 1–4 мм до 30–40 см [14], [15]. В то же время в трещинных коллекторах установлены случаи проникновения твердой фазы в пласт до нескольких десятков метров [10].

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что кольматация околоствольной зоны существенно влияет на объемы добычи нефти и конечный коэффициент ее извлечения. Это связано со следующим. При вскрытии бурением зонально-неоднородного по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) по разрезу пласта в ОЗС формируется соответственно зонально-неоднородная область по степени кольматации [16], [17]. Для нее характерно наличие интервалов с различной степенью кольматации, соответственно их проницаемостям, при прочих равных условиях. В процессе воздействия на пласт кислотными составами с целью устранения кольматации и интенсификации притока анизотропия околоствольной зоны по ФЕС возрастает, так как воздействию в первую очередь подвергаются незакольматированные и слабо закольматированные интервалы, гидродинамические сопротивления пористой среды у которых при нагнетании кислоты минимальны. Эти же интервалы начинают работать и после запуска скважины в эксплуатацию. В результате выработка запасов в пределах продуктивного пласта происходит неравномерно. Часть запасов, сосредоточенных в закольматированных пластах, остаются невыработанными. В итоге уменьшается коэффициент охвата пласта выработкой и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). В связи с этим проблему достижения проектных КИН необходимо рассматривать в едином комплексе с качеством вскрытия продуктивных пластов бурением.

Исследование и поиск путей сохранения фильтрационных свойств ОЗС в процессе вскрытия пластов бурением, с одной стороны, должно быть направлено на изучение условий, в которых существующие технологии вскрытия в наименьшей степени ухудшают фильтрационные характеристики, разработку новых, щадящих технологий вскрытия, а с другой – на разработку новых эффективных технологий восстановления продуктивных свойств пластов.

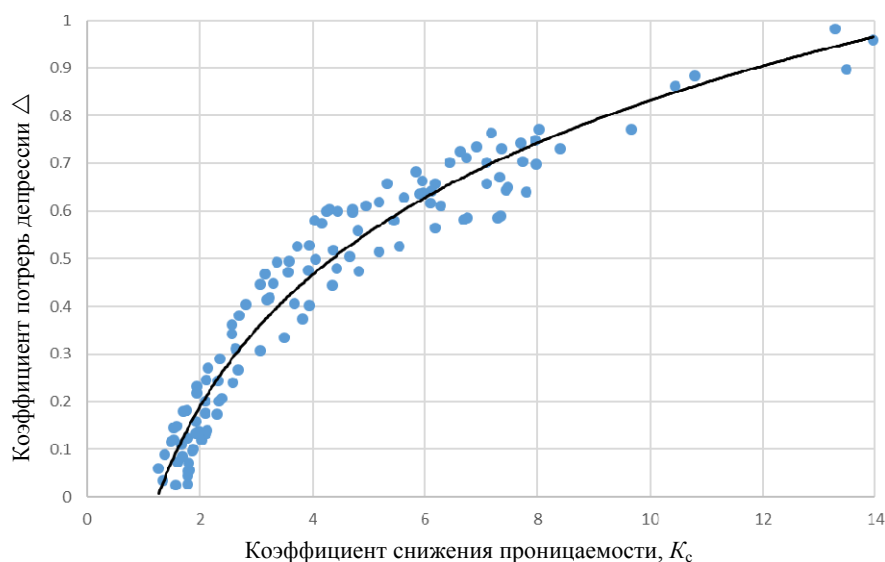
Приведем результаты исследования влияния типов буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов бурением в условиях нефтяных месторождений Припятского прогиба [18].

Для исследования влияния различных типов буровых растворов на качество вскрытия пластов использовались результаты испытания продуктивных пластов в процессе вскрытия их бурением с помощью комплекта испытательного оборудования сразу после вскрытия. Результаты испытания, кривые притока и восстановления давления, представляют гидродинамическую характеристику пласта и состояние его околоствольной зоны, позволяют в пластовых условиях определить степень влияния буровых растворов на состояние ОЗС после вскрытия. За критерий качества вскрытия принят коэффициент снижения проницаемости  $K_c$ , получаемый при обработке результатов испытания по методу Хорнера [19]. Одновременно кривые восстановления давления (КВД) обрабатывались по методике Полларда [20], [21]. При этом определяли перепад давления  $\Delta P_c$ , который тратится в ОЗС на преодоление сил сопротивления (гидравлических сопротивлений), обусловленного наличием зоны кольматации. Отношение перепада давления  $\Delta P_c$  к созданной депрессии на пласт в конце притока  $\Delta P$  обозначили как коэффициент потерь депрессии  $\Delta$  на преодоление гидравлических сопротивлений движению пластового флюида, обусловленных кольматацией.

Сопоставление коэффициента снижения проницаемости  $K_c$  с коэффициентом потерь депрессии  $\Delta$  показало, что между ними существует хорошая корреляционная связь (рис. 1.1):

$$\Delta = -0,94 + \ln K_c (R = 0,992), \quad (1.1)$$

где  $R$  – коэффициент корреляции.



*Рис. 1.1.* Зависимость коэффициента потерь депрессии на преодоление сил сопротивления, обусловленных кольматацией ОЗС, от коэффициента снижения проницаемости

При  $K_c \leq 2$  потери депрессии на преодоление гидравлических сопротивлений зоны кольматации, как правило, не превышают 20 %. Для пластов с  $2 < K_c \leq 4$  они изменяются от 20 до 50 %. Для пластов с  $4 < K_c \leq 8$  они находятся в пределах 50–80 %. С увеличением  $K_c > 8$  потери депрессии на преодоление сил сопротивления зоны кольматации превышают 80 %. При значении  $K_c \approx 14,5$  практически вся депрессия тратится на преодоление сил сопротивления, т. е. ОЗС становится непроницаемой. Из таких пластов, как правило, при испытании в процессе бурения притока не получают, а при испытании в колонне приток получают с большим трудом. Наиболее действенный способ получения притока в колонне в данном случае – это выполнение гидроразрыва пласта (ГРП).

На основании потерь депрессии, обусловленных наличием зоны кольматации, выделены следующие типы кольматации ОЗС:

- незначительная ( $K_c \leq 2$ );
- невысокая ( $2 < K_c \leq 4$ );
- средняя ( $4 < K_c \leq 8$ );
- высокая ( $8 < K_c \leq 14$ );
- весьма высокая ( $K_c > 14$ ).

Влияние на качество вскрытия пластов бурением типа бурового раствора определено по результатам анализа КВД, полученным при испытании в процессе вскрытия более 300 пластов. Из них 45 пластов вскрывались на буровом инвертно-эмульсионном растворе (БИЭР),

28 пластов – на пресных растворах, 80 пластов – на минерализованных, 157 пластов – на соленасыщенных. Результаты анализа показали, что все рассматриваемые типы буровых растворов оказывают отрицательное влияние на фильтрационные свойства ОЗС (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Доля пластов, %, с различной степенью кольтматации ОЗС

Тип бурового раствора	Тип кольтматации ОЗС по $K_c$				
	$K_c \leq 2$	$2 < K_c \leq 4$	$4 < K_c \leq 8$	$8 < K_c \leq 14$	$K_c > 14$
БИЭР	42	32	26	–	–
Пресный	39	35	22	4	
Минерализованный	53	14	20	8	4
Соленасыщенный	35	22	29	10	4

В табл. 1.1 доля закольтматированных пластов представляет собой отношение количества пластов, имеющих данную степень кольтматации, к суммарному числу пластов, вскрывавшихся на соответствующем буровом растворе.

При вскрытии на БИЭР закольтматированными оказываются до 58 % пластов, на пресных растворах – до 61 % пластов, на минерализованных буровых растворах – до 47 % пластов, на соленасыщенных – до 60 % пластов. Закольтматированные пласты, вскрывавшиеся на БИЭР, имели в основном только невысокую (32 %) и среднюю (26 %) степень кольтматации (табл. 1.1). Среди пластов, вскрывавшихся на пресных буровых растворах, уже 4 % имели высокую степень кольтматации. А среди пластов, вскрывавшихся на минерализованных и соленасыщенных растворах, до 8–10 % имеют высокую и до 4 % весьма высокую степень кольтматации.

Рассматривая распределение пластов в зависимости от степени кольтматации для буровых растворов на водной основе (табл. 1.1), следует отметить, что закольтматированные пласты, вскрывавшиеся на пресных буровых растворах, имеют невысокую степень кольтматации (74 %). В то же время закольтматированные пласты, вскрывавшиеся на минерализованных и соленасыщенных растворах, в большинстве случаев имеют среднюю и высокую степень кольтматации.

Качество вскрытия продуктивных пластов в значительной степени определяется не только свойствами буровых растворов, но и геолого-физическими особенностями пластов-коллекторов, их фильт-

рациональными свойствами. Рассмотрим зависимость степени кольматации ОЗС различными типами буровых растворов от гидропроводности пласта для выделенных [18] по гидропроводности классов коллекторов (табл. 1.2). Из табл. 1.2 видно, что при гидропроводности пластов ( $kh/\mu$ ) ниже  $1,0 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  кольматация околоствольной зоны практически отсутствует при вскрытии их на БИЭР и пресных буровых растворах. При  $kh/\mu$  менее  $0,1 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  ни один из типов рассматриваемых буровых растворов не ухудшает фильтрационные свойства ОЗС.

С увеличением значения гидропроводности пластов характер влияния типов буровых растворов на качество вскрытия различен. Так, для пластов, вскрывавшихся на БИЭР с увеличением  $kh/\mu$ , доля закольматированных пластов растет. При значениях гидропроводности более  $300 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$ , практически все они оказались закольматированными (табл. 1.2). (В табл. 1.2 доля закольматированных пластов представляет собой отношение количества закольматированных пластов, попавших в данный выделенный по гидропроводности класс коллекторов ко всему числу пластов данного класса.) Однако степень кольматации не превышает средней ( $K_{\text{сmax}} < 8$ ).

По пластам, вскрывавшимся на пресных буровых растворах с увеличением гидропроводности, доля закольматированных пластов сначала возрастает, достигая при  $10 < kh/\mu < 100 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  100 %, а затем уменьшается до нуля при  $kh/\mu > 300 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$ . Следует отметить, что при  $100 < kh/\mu < 300 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  количество закольматированных пластов из всех, вскрывавшихся на пресных буровых растворах, намного меньше (37 %), чем количество закольматированных пластов, вскрывавшихся на БИЭР (67 %) (табл. 1.2) при в среднем одинаковой степени кольматации.

Для пластов, вскрывавшихся на минерализованных и соленасыщенных буровых растворах, доля закольматированных пластов с ростом гидропроводности пласта также возрастает, а затем снижается. Но степень кольматации по сравнению с пластами, вскрывавшимися на БИЭР и пресных растворах, выше (табл. 1.2). Максимальные значения коэффициента снижения проницаемости ОЗС достигают 14.

Сравнивая характер влияния на качество вскрытия пластов минерализованных и соленасыщенных буровых растворов, следует отметить, что при одинаковых гидропроводностях пластов количество закольматированных пластов, из всех вскрывавшихся, на соленасыщенных растворах больше, чем на минерализованных.

Таблица 1.2

Доля закольматированных пластов, %, для различных классов коллекторов

Тип буровых растворов	Показатели	kh/μ, мкм <sup>2</sup> · см/мПа · с					
		< 0,1	0,1–1	1–10	10–100	100–300	> 300
БИЭР	Процент закольматированных пластов	0	0	36	45	67	100
	$K_{с\ max}$	0,6	1,9	3,9	6,8	7,7	7,2
Пресный	Процент закольматированных пластов	–	0	25	100	37	0
	$K_{с\ max}$	–	1,8	4,2	8,4	7,3	1,9
Минерализованный	Процент закольматированных пластов	0	7	39	41	58	33
	$K_{с\ max}$	1,4	2,8	8,2	8,9	13,5	6,3
Соленасыщенный	Процент закольматированных пластов	0	13	52	70	85	30
	$K_{с\ max}$	1,2	6,2	10,8	13,2	13,8	4,8

Следует отметить, что пласты с гидропроводностью в пределах 0,1–1,0 мкм<sup>2</sup> · см/мПа · с подвергаются кольматации только минерализованными (7 %) и соленасыщенными (13 %) буровыми растворами. Как правило, степень кольматации невысокая и средняя. Низкопроницаемые пласты с  $1,0 < kh/\mu < 10,0$  мкм<sup>2</sup> · см/мПа · с кольматируются всеми из рассматриваемых буровых растворов. Однако степень кольматации для пластов, вскрывавшихся на БИЭР, невысокая, на пресных растворах – невысокая и средняя, на минерализованных и соленасыщенных буровых растворах – невысокая, средняя и высокая. На низкопроницаемые пласты наибольшее кольматирующее влияние оказывают минерализованные и соленасыщенные буровые растворы.

Такой характер влияния буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов бурением с различными фильтрационными свойствами коллекторов обусловлен следующим. Буровые эмульсионные растворы обладают повышенной вязкостью, а соответственно и пониженной проникающей способностью в пласт. Поэтому при вскрытии на них кольматации в основном подвергаются пласты с наибольшими фильтрационными свойствами, которые имеют каналы

фильтрации (трещины) повышенной раскрытости. Глубокого проникновения БИЭР в каналы фильтрации не происходит, так как по мере увеличения глубины проникновения возрастает величина перепада давления, при которой возможно дальнейшее проникновение БИЭР вглубь пласта. Поэтому степень кольматации пластов БИЭР, как правило, не выше средней.

После проникновения в пласт БИЭР приобретает некоторые структурно-механические свойства. При испытании в процессе бурения за период притока, который, как правило, не превышает 60 минут, разрушить зону кольматации и извлечь БИЭР из околоствольной зоны высокопроницаемых коллекторов не удастся. Нужно более длительное и интенсивное воздействие.

Пресные буровые растворы в основном содержат небольшое количество твердой фазы (до 10 %). При низких фильтрационных свойствах пласта ее достаточно, чтобы перекрыть каналы фильтрации на стенке скважины и предотвратить глубокое проникновение раствора в пласт. Поэтому пласты с гидропроводностью меньше  $10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  либо незакольматированы, либо имеют невысокую степень кольматации. С увеличением гидропроводности пласта блокирующее влияние твердой фазы уменьшается, а глубина проникновения пресного раствора в пласт увеличивается. При этом отрицательное влияние оказывает как твердая фаза, так и фильтрат бурового раствора.

Так как каналы фильтрации в среднепроницаемых коллекторах имеют еще невысокую раскрытость, а фильтрат по своей химической природе несовместим с остаточными водами коллектора, то здесь наблюдается ухудшение свойств ОЗС также и за счет капиллярных эффектов, образования нерастворимых осадков, эмульсий и т. п., поэтому все пласты данного класса коллекторов оказываются закольматированными. Возрастает и степень кольматации околоствольной зоны.

Для высокопроницаемых коллекторов картина меняется. Они имеют такую среднюю раскрытость каналов фильтрации, что буровой раствор как легко в них проникает, так легко и удаляется. Кроме того, пресные буровые растворы обладают невысокими структурно-механическими свойствами. Поэтому при проникновении даже на большую глубину в пласт, за счет высокой интенсивности притока при опробовании пластов, уже за период притока удастся частично или полностью извлечь проникшие в пласт продукты раствора и декольматировать ОЗС.

Минерализованные и соленасыщенные буровые растворы в зависимости от фильтрационных свойств коллекторов влияют на степень кольматации околоствольной зоны пластов практически иден-



тично пресным буровым растворам. Однако границы закольматированных пластов по значениям гидропроводности значительно шире, а в среднепроницаемых коллекторах ниже доля закольматированных объектов (41 % минерализованные и 70 % соленасыщенные). Это связано с тем, что фильтрат этих растворов близок по химической природе остаточным водам коллекторов и его отрицательное влияние на коллектор меньше, чем у пресных растворов. В то же время минерализованные и соленасыщенные буровые растворы содержат в своем составе утяжелители, которые удаляются с ОЗС с трудом при проникновении даже на небольшую глубину в пласт. Поэтому они оказывают отрицательное влияние на трещинно-кавернозные коллекторы в широком диапазоне фильтрационных свойств и имеют ряд пластов с высокой и весьма высокой степенью кольматации. Так как соленасыщенные буровые растворы, как правило, в большей степени утяжелены по сравнению с минерализованными, то и доля закольматированных пластов у них выше при прочих равных условиях.

В последние годы для вскрытия продуктивных пластов в Припятском прогибе начали применять буровые растворы на сапропелевой основе [22]–[23]. Опытно-промысловые испытания сапропелевых буровых растворов для вскрытия трещинно-кавернозных пластов показали, что все пласты вскрывались при репрессиях на пласт 2,8–6,7 МПа. По ФЕС они относятся к классам весьма низкопроницаемых, низкопроницаемых и среднепроницаемых коллекторов. В указанных условиях фильтрационные свойства ОЗС по основной массе пластов не ухудшены. Коэффициент снижения проницаемости околоствольной зоны  $K_c \leq 2$ . Исключением является интервал 2550–2578 м (воронежский горизонт) в скважине № 18 Казанской площади, где  $K_c = 2,53$ .

Приведенные данные свидетельствуют о том, что сапропелевые буровые растворы вполне пригодны для вскрытия трещинно-кавернозных пластов со средними и низкими фильтрационными свойствами.

Сравнение характера влияния сапропелевых буровых растворов на качество первичного вскрытия пластов с остальными вышеперечисленными растворами показывает (рис. 1.2), что по своему воздействию на ОЗС низко- и среднепроницаемых коллекторов, они сравнимы с буровыми инвертно-эмульсионными растворами.

Подводя итог, можно отметить:

1. Анализ влияния буровых растворов на качество первичного вскрытия трещинно-кавернозных пластов показал, что участки залежей с гидропроводностью меньше  $0,1 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$  можно вскрывать на любом из рассмотренных растворов без особого ущерба для пласта.

2. На участках залежей с гидропроводностью в пределах от 0,1 до  $10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  необходимо отдавать предпочтение БИЭР, пресным с невысоким содержанием твердой фазы и сапропелевым буровым растворам.

3. Участки залежей с  $10 < kh/\mu < 100 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  необходимо вскрывать только на БИЭР и сапропелевых растворах.

4. При вскрытии участков залежей с гидропроводностью свыше  $100 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  необходимо отдавать предпочтение пресным буровым растворам.

## 1.2. Качество вторичного вскрытия пластов

На состояние ОЗС в пределах продуктивных пластов при строительстве скважин значительное влияние оказывает также процесс цементирования эксплуатационных колонн. При цементировании обсадных колонн в ряде случаев на пласт создаются очень высокие репрессии цементного раствора. Поэтому радиус повреждения пласта при цементировании может значительно увеличиваться при разрыве его цементным раствором [24]–[25]. Поэтому при вторичном вскрытии пластов очень важно создать надежную гидродинамическую связь пласта со скважиной.

На месторождениях Припятского прогиба для вторичного вскрытия карбонатных трещинно-кавернозных коллекторов применяют гидropескоструйную и кумулятивную перфорацию. Кумулятивная перфорация осуществляется перфораторами ПКС-105, ПКС-80, ПКО-89, ПКО-73, КПРУ-65, ПР-54, ПНКТ 1-73 и др. При этом плотность перфорации изменяется от 4–8 до 30 отверстий на погонный метр. Наиболее часто встречается плотность перфорации 12, 18 и 24 отверстия на погонный метр. При выборе типа перфоратора и плотности перфорации практически не учитываются коллекторские и фильтрационные свойства пластов, состояние ОЗС. Имеется ряд низкопроницаемых объектов, где вскрытие проводили перфораторами ПКО-73 или ПКС-80 с плотностью перфорации 8–12 отверстий на погонный метр. В то же время на ряде объектов с высокими фильтрационными свойствами перфорацию проводили перфораторами ПКС-105 с плотностью перфорации 24–30 отверстий на погонный метр. В связи с этим представляет интерес определение эффективности вскрытия продуктивных пластов в зависимости от плотности перфорационных отверстий и глубины создаваемых каналов. Глубина создаваемых каналов определяется техническими характеристиками перфораторов [26], т. е. типом перфоратора, применяемого для вскрытия пласта.

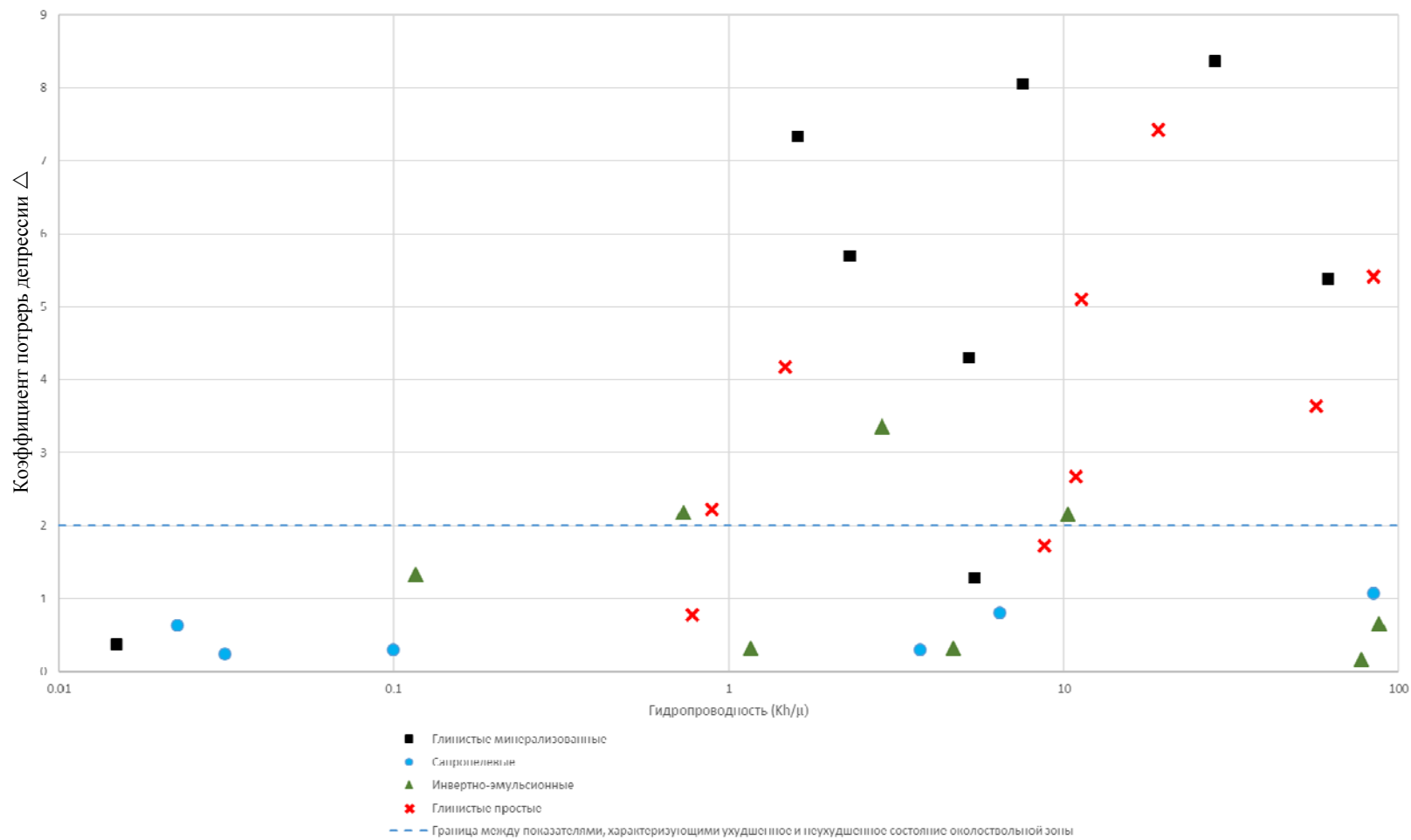


Рис. 1.2. Характер воздействия буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов

Анализ вторичного вскрытия на месторождениях Припятского прогиба перфорацией низкопроницаемых коллекторов показал, что они вскрывались перфораторами типа ПКО-73, ПКС-60, ПКС-105. После перфорации гидродинамическая связь пластов со скважинами отсутствовала. Попытки восстановить гидродинамическую связь с помощью проведения соляно-кислотных обработок (СКО) не давали результата, хотя забойные давления  $P_3$  при попытках СКО достигали 80,0–90,0 МПа (табл. 1.3). После каждой неудачной СКО проводили операции по возбуждению притока, при которых депрессии на пласт достигали 18,0–28,0 МПа. Однако ни в одном случае притока не получили. После дополнительной гидропескоструйной перфорации (ГПП) этих объектов гидродинамическая связь пласта со скважиной также отсутствовала. Однако ее удавалось восстановить сразу же первой кислотной обработкой, проводившейся после ГПП. Причем максимальное забойное давление закачки кислоты было на 1,0–26,0 МПа ниже, чем при попытках проведения СКО до гидропеско-струйной перфорации.

На большинстве низкопроницаемых объектов, где вторичное вскрытие проводили сразу ГПП, при последующем восстановлении гидродинамической связи пласта со скважиной СКО, первая же кислотная обработка позволяла восстановить связь пласта со скважиной (табл. 1.4).

Приведенные в табл. 1.4 данные показали, что одним из путей уменьшения количества неудачных операций по интенсификации притока является качественное вторичное вскрытие пластов. В частности, в данном случае применение для вторичного вскрытия высокоэффективной, гидропескоструйной перфорации.

Одним из эффективных способов вторичного вскрытия пластов является вскрытие с депрессией на пласт [26]. Для этих целей применяются перфораторы типа ПР-54, ПНКТ-1 и др. Анализ результатов вторичного вскрытия пластов на депрессии в условиях месторождений Припятского прогиба показал (табл. 1.5), что депрессия на пласт составляла от 3,7 (скв. 69 Тишковская) до 14,3 МПа (скв. 18 Радомлянская). Из 10 приведенных в табл. 1.5 примеров вторичного вскрытия пластов на депрессии в шести случаях приток пластового флюида был получен без проведения интенсификации притока, несмотря на то, что большинство из вскрывавшихся пластов относятся к пластам с низкой проницаемостью или имеют закольматированную околоствольную зону.

Таблица 1.3

## Восстановление гидродинамической связи пласта со скважиной ГПП

Номер скважины, месторождение	Интервал перфорации, м	Характеристика объекта		Операции при вызове притока				Результаты вызова притока
		$kh/\mu$ , $\text{мкм}^2 \cdot \text{см/МПа} \cdot \text{с}$	$K_c$ , ед.	Количество неудачных СКО $P_3$ , МПа	Количество неудачных операций вызова притока $\Delta P_d$ , МПа	Дополнительные мероприятия	$P_3$ при СКО после ГПП, МПа	
27 – Барсуковское	3385–3420	6,5	9,8	2/84,0	1/4,2	ГПП – 70 отверстий	58,0	При $\Delta P = 5,5$ МПа $Q = 38 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти
10 – Барсуковское	3504–3522	9,6	–	1/84,2	2/8,8–9,8	ГПП – 26 отверстий	77,2	При $\Delta P = 6,5$ МПа $Q = 24 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти
19 – Золотухинское	2173–2185	0,08	0,26	2/63,1	3/17,1–18,7	ГПП – 24 отверстия	57,1	Притока нет
25 – Золотухинское	4460–4480	0,28	0,82	1/89,4	2/7,1–12,0	ГПП – 78 отверстий	Не проводили	При $\Delta P = 10,4$ МПа $Q = 0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая вода
24 – Барсуковское	3732–3754	0,52	0,13	2/81,6	1/8,3	ГПП – 44 отверстия	78,5	При $\Delta P = 16,3$ МПа $Q = 105 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти
17 – Надвинское	3420–3436	0,03	0,56	3/71,4	4/10,6–14,5	ГПП – 40 отверстий	58,4	При $\Delta P = 16,7$ МПа $Q = 0,28 \text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая вода
17 – Елизаровское	2736–2766	0,04	0,77	1/60,0	1/28,0	ГПП – 56 отверстий	60,0	При $\Delta P = 28,0$ МПа $Q = 4,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти

Номер скважины, месторождение	Интервал перфорации, м	Характеристика объекта		Операции при вызове притока				Результаты вызова притока
		$kh/\mu$ , $\text{мкм}^2 \cdot \text{см/МПа} \cdot \text{с}$	$K_c$ , ед.	Количество неудачных СКО $P_3$ , МПа	Количество неудачных операций вызова притока $\Delta P_d$ , МПа	Дополнительные мероприятия	$P_3$ при СКО после ГПП, МПа	
4 – Копаньское	3458–3484	0,01	–	2/74,9	2/–	ГПП – 64 отверстия	73,9	Притока нет
27 – Золотухинское	3553–3569	35,6	10,8	3/66,7	3/11,2–17,3	ГПП – 66 отверстий	71,7	При $\Delta P = 13,7$ МПа $Q = 34,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти
4 – Александровское	1654–1688	0,01	–	1/49,8	1/18,2	ГПП – 76 отверстий	39,8	При $\Delta P = 13,8$ МПа $Q = 0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая вода

Таблица 1.4

## Результаты вызова притока из объектов, вскрытых гидropескоструйной перфорацией

Номер скважины, месторождение	Интервал перфорации, м	Характеристика объекта		Операции при вызове притока				Результаты вызова притока
		kh/μ, мкм <sup>2</sup> · см/МПа · с	K <sub>c</sub> , ед.	Количество неудачных СКО P <sub>3</sub> , МПа	Количество неудачных операций вызова притока ΔP <sub>д</sub> , МПа	Метод интенсификации притока	Метод вызова притока	
13 – Борщевское	2077–2082	178,4	4,66	0	0	СКО 12 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>3</sub> = 44 МПа	Снижение уровня ΔP = 1,3 МПа	При ΔP = 2,5 МПа Q = 96 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
10 – Радомлянское	2052–2058	52,0	0,19	0	0	СКО 12 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>3</sub> = 39,7 МПа	Замена глинистого раствора на воду ΔP = 0,9 МПа	При ΔP = 4,6 МПа Q = 15 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
63 – Тишковское	3778–3782	4,7	–	0	0	СКО 4 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>3</sub> = 60,0 МПа	Снижение уровня ΔP = 4,9 МПа	При ΔP = 4,9 МПа Q = 8,4 м <sup>3</sup> /сут нефти
10 – Дубровское	2746–2810	0,12	0,76	1/51,8	2/13,3-26,9	СКО 18 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>3</sub> = 64,8	Снижение уровня ΔP = 25,6 МПа	При ΔP = 14,1 МПа Q = 25 м <sup>3</sup> /сут,
100 – Речицкое	2240–2244	0,15	1,5	0	0	СКО 7 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>3</sub> = 44,7 МПа	Снижение уровня ΔP = 1,3 МПа	При ΔP = 3,8 МПа Q = 43 м <sup>3</sup> /сут нефти с водой

Номер скважины, месторождение	Интервал перфорации, м	Характеристика объекта		Операции при вызове притока				Результаты вызова притока
		kh/μ, мкм <sup>2</sup> ·см/МПа·с	K <sub>с</sub> , ед.	Количество неудачных СКО P <sub>з</sub> , МПа	Количество неудачных операций вызова притока ΔP <sub>д</sub> , МПа	Метод интенсификации притока	Метод вызова притока	
76 В – Первомайское	4189–4192	115,2	7,71	–	–	СКР 6 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>з</sub> = 78,4 МПа	Снижение уровня ΔP = 23,1 МПа	При ΔP = 23,1 МПа Q = 26,7 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
35 – Золотухинское	2153–2175	6,09	–	–	–	–	Замена ГР на воду ΔP = 6,9 МПа	При ΔP = 5,9 МПа Q = 7,0 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
23 – Озерцинское	3629–3643	0,7	0,7	–	1/17,2	СКР 12 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>з</sub> = 73,5 МПа	Снижение уровня ΔP = 14,6 МПа	При ΔP = 14,6 МПа Q = 29,0 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
221 – Березинское	2204–2247	6,83	4,6	–	–	СКО 24 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>з</sub> = 44,7 МПа	Снижение уровня ΔP = 12,6 МПа	При ΔP = 12,6 МПа Q = 11,4 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
1 – Западно-Александровское	4363–4366	1,7	4,3	1/67,2	2/3,0–16,8	СКР 3 м <sup>3</sup> 12%-я HCl, P <sub>з</sub> = 91,2 МПа	Снижение уровня ΔP = 9,3 МПа	При ΔP = 9,3 МПа Q = 1,6 м <sup>3</sup> /сут нефти



Номер скважины, месторождение	Интервал перфорации, м	Характеристика объекта		Операции при вызове притока				Результаты вызова притока
		kh/μ, мкм <sup>2</sup> ·см/МПа·с	K <sub>с</sub> , ед.	Количество неудачных СКО P <sub>з</sub> , МПа	Количество неудачных операций вызова притока ΔP <sub>д</sub> , МПа	Метод интенсификации притока	Метод вызова притока	
17 – Надвинское	3536–3548	0,02	0,16	1/69,5	1/4,0	СКР 3 м <sup>3</sup> 24%-я НСІ, P <sub>з</sub> = 70,8 МПа	Снижение уровня ΔP = 18,4 МПа	При ΔP = 19,1 МПа Q = 0,6 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
14 – Днепровское	2624–2640	2,11	0,11	–	–	СКР 12 м <sup>3</sup> 12%-я НСІ, P <sub>з</sub> = 62,0 МПа	Снижение уровня ΔP = 19,1 МПа	При ΔP = 18,4 МПа Q = 0,3 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода
12 – Надвинское	2847–2852	2,81	2,33	–	–	СКО 3 м <sup>3</sup> 24%-я НСІ, P <sub>з</sub> = 48,6 МПа	Снижение уровня ΔP = 17,4 МПа	При ΔP = 8,0 МПа Q = 33 м <sup>3</sup> /сут нефти
27 – Золотухинское	3616–3621	78,8	7,2	–	–	СКР 4 м <sup>3</sup> 12%-я НСІ, P <sub>з</sub> = 61,4	Снижение уровня ΔP = 10,6 МПа	При ΔP = 9,0 МПа Q = 166 м <sup>3</sup> /сут
68 – Барсуковское	2995–3082	0,51	3,9	–	1/1,6	СКР 13 м <sup>3</sup> 12%-я НСІ, P <sub>з</sub> = 62,3 МПа	Снижение уровня ΔP = 15,4 МПа	При ΔP = 15,4 МПа Q = 7,8 м <sup>3</sup> /сут, пластовая вода

Таблица 1.5

## Результаты вызова притока из пластов, вскрытых перфорацией при депрессии на пласт

Номер скважины, площадь	Интервал перфорации, м	Параметры пласта			Тип перфоратора и плотность перфорации, отв./пог. м	$\Delta P_d$ при перфорации, МПа	Технология вызова притока
		$kh/\mu$ , $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа} \cdot \text{с}$	$K_{п.о} \cdot h_{эф}$ , ед.	$K_c$ , ед.			
18 – Радомлянское	1924–1929	63,5	–	2,39	ПР-54 20 отверстий	14,3	Отработка компрессором 2 суток, $Q = 18,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая вода
1 – Александровское	1745–1754	7,11	55,1	1,34	ПР-54 10 отверстий	11,2	СКО, отработка компрессором, $Q = 20,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ , приток нефти
1 – Александровское	1795–1802	–	0	–	ПР-54 10 отверстий	10,0	Снижение уровня, притока нет
1 – Александровское	1850–1854	–	0	–	ПР-54 20 отверстий	8,5	$Q = 9,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая вода
1 Александровское	1903–1912	36,4	75,7	–	ПР-54 10 отверстий	10,0	Отработка компрессором, $Q = 173,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая вода
55 – Тишковское	3673–3686	257,6	–	7,55	ПНКТ-73 10 отверстий	6,0	Фонтанный приток нефти $Q = 70,0 \text{ м}^3/\text{сут}$
69 – Тишковское	3732–3747	–	131,3	-	ПР-54 10 отверстий	3,7	$Q = 15,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти
49 – Тишковское	2422–2454	0,44	–	6,05	ПР-54 10 отверстий	4,5	СКО, $Q = 0,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти
56 – Барсуковское	3712–3720	–	98,9	–	ПНКТ-73 8 отверстий	9,6	СКО, приток нефти
51 – Барсуковское	2025–3037	–	–	–	ПР-54 10 отверстий	10,4	Отработка компрессором 2 суток, $Q = 450 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти

Следует отметить, что после вскрытия продуктивных пластов с низкими фильтрационными свойствами, а также средне- и высокопроницаемых с закольматированной околоствольной зоной перфораторами типа ПКО и ПКС около 80 % объектов не имеет гидродинамической связи пласта со скважиной, 15 % имеют слабую гидродинамическую связь и только около 5 % имеют хорошую гидродинамическую связь. В большинстве случаев для восстановления и улучшения гидродинамической связи применяют кислотные обработки или гидрокислотный разрыв пласта. Работы по вторичному вскрытию пластов перфорацией на депрессии показали преимущество маломощных перфораторов типа ПР-54 и ПНКТ-1 при перфорации на депрессии по сравнению с более мощными перфораторами типа ПКО и ПКС при перфорации с противодействием на пласт.

При вторичном вскрытии пластов с депрессией на пласт до 60–79 % объектов имеют хорошую гидродинамическую связь пласта со скважиной. Из них получают притоки без проведения работ по интенсификации.

Высокая эффективность вторичного вскрытия пластов на депрессии обусловлена тем, что при перфорации одновременно с перфорацией на околоствольную зону скважины воздействуют гидродинамические импульсы, приводящие к интенсивному движению пластового флюида в скважину. В результате одновременно с перфорацией происходит интенсивная декольматация околоствольной зоны и улучшение условий притока пластового флюида. Широкое применение вскрытия пластов на депрессии позволяет значительно увеличить производительность скважин уже на стадии их освоения, получать потенциально возможные притоки без проведения работ по интенсификации.

В средне- и высокопроницаемых коллекторах при отсутствии значительного ухудшения фильтрационных свойств ОЗС (при  $K_c \leq 4$ ), тип кумулятивного перфоратора, среди применяющихся на месторождениях Припятского прогиба (ПКО, ПКС и др.), практически не влияет на эффективность и продолжительность вызова притока. С учетом литературных источников [26]–[29], анализа фактических данных, технических характеристик перфораторов предложены подходы по выбору типа перфоратора, учитывающие петрофизические характеристики коллекторов (табл. 1.6, 1.7). В табл. 1.6 и 1.7 для каждого из классов пластов, разделенных по значениям ФЕС (гидропроводности пласта  $kh/\mu$  или удельной емкости в точке

вскрытия  $K_{п.о} \cdot h_{эф}$ ) и коэффициента закупорки  $K_c$ , типы перфораторов расположены в порядке возрастания глубины пробиваемого рядами отверстия.

О наличии зоны кольматации у пластов, на которых испытания в процессе бурения не проводились, можно судить только по косвенным признакам – наличию зоны проникновения по геофизическим исследованиям, сужению в интервале залегания пород-коллекторов ствола скважины по кавернограммам.

Следует отметить, что при гидropескоструйной перфорации ее плотность практически на всех пластах была равна четырем отверстиям на погонный метр. При перфорации с депрессией на пласт перфораторами типа ПР-54, ПНКТ-1-73 она составляла в основном 10 отверстий на погонный метр (табл. 1.5). При кумулятивной перфорации перфораторами типа ПКС и ПКО, которыми вскрывается до 80 % продуктивных объектов, плотность перфорации изменяется от 6 до 30 отверстий на погонный метр. Попытка оценить влияние плотности перфорации на коэффициент совершенства вскрытия пластов по результатам гидродинамических исследований скважин показала, что имеются гидродинамически несовершенные по качеству вскрытия пласты как среди низкопроницаемых с плотностью перфорации 8–12 отв./пог. м., так и среди высокопроницаемых с такой же плотностью перфорации.

Аналогичные данные получены и для пластов с плотностью перфорации 24–30 отв./пог. м. Анализ гидродинамических исследований по таким пластам после воздействия на их околоствольную зону СКО в процессе эксплуатации или после самопроизвольной декольматации после отработки показал, что дебит скважин значительно вырос, а пласты по качеству вскрытия стали совершенны и сверхсовершенны, как низкопроницаемые, так и высокопроницаемые, как с плотностью перфорации 8–12 отв./пог. м, так и с плотностью перфорации 24–30 отв./пог. м. Это свидетельствует о том, что несовершенство вскрытия было обусловлено кольматацией околоствольной зоны пластов буровыми растворами, а не недостаточной плотностью перфорации. То есть даже для низкопроницаемых пластов плотность перфорации, равная 8–12 отв./пог. м, вполне достаточна для обеспечения беспрепятственного оттока пластового флюида из пласта.

В то же время, рассматривая результаты восстановления гидродинамической связи пласта со скважиной в процессе вызова притока с помощью кислотных обработок, было установлено, что чем

меньше плотность перфорации для пластов с низкой и средней проницаемостью, тем тяжелее восстановить гидродинамическую связь и тем больше пластов с многократными интенсифицирующими обработками. В связи с этим за критерий оценки влияния плотности перфорации на процесс вызова притока было принято количество кислотных обработок на один пласт, позволяющих восстановить гидродинамическую связь пласта со скважиной.

Анализ влияния плотности перфорации на успешность восстановления гидродинамической связи пласта со скважиной с помощью СКО проведен отдельно для пластов с известной гидропроводностью (табл. 1.8, 1.9) и отдельно для пластов с известной удельной емкостью пласта (табл. 1.10, 1.11).

По гидропроводности пласты разбиты на три класса без учета степени закупорки ОЗС. По плотности перфорации каждый класс пластов по гидропроводности разбили еще на три группы:

- плотность перфорации не выше 12 отв./пог. м;
- плотность перфорации 13-23 отв./пог. м;
- плотность перфорации не ниже 24 отв./пог. м.

При анализе пласты, вскрывавшиеся перфораторами ПКС-105 и ПКО-89, рассматривались совместно. Аналогично рассматривались и пласты, вскрывавшиеся перфораторами ПКС-80 и ПКО-73. Это связано с тем, что по пробивной способности вышеперчисленные типы перфораторов близки друг другу [26]. Рассматривая влияние плотности перфорации на процесс получения притока, следует отметить, что с увеличением плотности перфорации отмечается довольно устойчивая тенденция снижения процента пластов с двумя, тремя и более кислотными обработками.

Так, если для пластов с гидропроводностью меньше  $10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  (табл. 1.8) при плотности перфорации не выше 12 отв./пог. м на 39 % пластов для восстановления гидродинамической связи требуется три и более СКО, то при плотности перфорации 13–23 отв./пог. м. таких пластов становится только 18 %. Соответственно, возрастает доля пластов с одной СКО для восстановления связи с 23 до 55 %. Аналогичная тенденция наблюдается и для пластов с известной удельной емкостью (табл. 1.10, 1.11).

Таблица 1.6

**Типы перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов  
с различными фильтрационными свойствами ОЗС**

$K_c$	$kh/\mu, \text{мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$				
	< 1	1–10	10–100	100–300	> 300
< 2	ПНКТ-1-89 ГПП	ПКС-105 ПНКТ-1-89	ПКО-89 ПКС-105	ПКО-73 ПКС-80	ПКО-73 ПКС-80
2–4	ПНКТ-1-89 ГПП	ПНКТ-1-89 ГПП	ПКС105 ПНКТ-1-73 ПР-54	ПКО-89 ПКС105	ПКО-73 ПКС-80
4-8	–	ПНКТ-1-89 ГПП	ПНКТ-1-73 ПР-54, ГПП	ПКС-105 ПНКТ-1-73	ПКО-89 ПКС105
> 8	–	ГПП	ПНКТ-1-89 ГПП	ПНКТ-1-73 ПР-54 ГПП	ПКС105 ПНКТ-1-73 ГПП

Таблица 1.7

**Типы перфораторов для вторичного вскрытия пластов с различными значениями удельной емкости в точке вскрытия пласта**

Тип коллектора (горизонт)	Состояние околоствольной зоны скважины	$K_{п.о.} \cdot h_3$ , ед.				
		< 10	10–100	100–500	500–1000	> 1000
Каверново- порово- трещинный (семилукский, елецко-задон- ский)	Чистая	ПКС105 ГПП	ПКО-89 ПКС105	ПКО-89 ПКС105	ПКО-73 ПКС-80	ПКО-73 ПКС-80
	Закольматированная	ПНКТ-1-89 ГПП	ПНКТ-1-89 ГПП	ПКС105 ПНКТ-1-73 ГПП	ПКО-89 ПКС105 ПНКТ-1-73 ПР-54	ПКО-89 ПКС105
Порово- каверново- трещинный (саргаевский, во-ронежский, елец-ко- задонский)	Чистая	ПНКТ-1-89 ГПП	ПКС-105 ГПП	ПКО-89 ПКС105	ПКО-73 ПКС-80	–
	Закольматированная	ПНКТ-1-89 ГПП	ПНКТ-1-89 ГПП	ПНКТ-1-89 ГПП	ПКС105 ПНКТ-1-73 ПР-54	–

На приведенные в табл. 1.8–1.11 результаты определенный отпечаток накладывает степень кольматации околоствольной зоны пласта, которая не учитывается. Как было показано выше, с ростом фильтрационных свойств пласта увеличивается количество закольматированных пластов и степень их кольматации. Закольматированные пласты можно рассматривать как пласты с низкопроницаемой околоствольной зоной. Неучет степени кольматации ухудшает общую картину снижения процента пластов с многократными СКО, с ростом плотности перфорации.

Следует отметить, что при одной и той же плотности перфорации с ростом ФЕС коллекторов доля пластов с одной СКО также увеличивается и, соответственно, уменьшается доля пластов с двумя, тремя и более кислотными обработками (табл. 1.8–1.11). Так, если при удельной емкости коллекторов не выше 10 ед. и плотности перфорации не выше 12 отв./пог. м пластов с одной СКО было 15 %, то при удельной емкости коллекторов свыше 500 ед. их становится 100 % (табл. 1.11).

Данные, приведенные в табл. 1.8–1.11, показывают, что с увеличением ФЕС уменьшается влияние плотности перфорации на условия создания хорошей гидродинамической связи пласта со скважиной. Так, при удельной емкости пласта более 500 ед. для восстановления гидродинамической связи достаточно плотности перфорации 12 отв./пог. м и одной СКО. Для улучшения гидродинамической связи скважины с пластами с низкими ФЕС, а также средне- и высокопроницаемых пластов с высокой степенью кольматации ОЗС их необходимо вскрывать при максимальной плотности перфорации 24–28 отв./пог. м. С учетом вышеизложенного при выборе плотности перфорации предлагается учитывать данные таблиц 1.12 и 1.13. В табл. 1.12 и 1.13 приведена рекомендуемая плотность перфорации (отв./пог. м) перфораторами типа ПКО и ПКС. Принципы, аналогичные заложенным в табл. 1.12 и 1.13, для выбора плотности перфорации перфораторами типа ПКО и ПКС, в зависимости от ФЕС пластов, состояния околоствольной зоны и технических характеристик перфораторов, можно применять и для любых других видов перфораторов.



Таблица 1.8

**Влияние плотности перфорации перфораторами ПКС-105, ПКО-89 на успешность восстановления гидродинамической связи скважины с пластом**

Количество СКО	kh/μ, мкм <sup>2</sup> · см/мПа · с								
	< 10			10–100			> 100		
	Количество перфорационных отверстий на 1 пог. м								
	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24
1	23	55	–	60	67	100	40	67	–
2	38	27	–	20	33	–	40	33	–
3 и более	39	18	–	20	–	–	20	–	–

Таблица 1.9

**Влияние плотности перфорации перфораторами ПКС-80, ПКО-73 на успешность восстановления гидродинамической связи скважины с пластом**

Количество СКО	kh/μ, мкм <sup>2</sup> · см/мПа · с								
	< 10			10–100			> 100		
	Количество перфорационных отверстий на 1 пог. м								
	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24
1	50	29	48	–	60	64	–	75	67
2	25	52	43	–	–	18	–	25	33
3 и более	25	19	9	–	40	18	–	–	–

Таблица 1.10

**Влияние плотности перфорации перфораторами ПКС-105, ПКО-89 на успешность  
восстановления гидродинамической связи скважины с пластом**

Количество СКО	$K_{п.о.} \cdot h_z$ , ед.											
	< 10			10–100			100–500			> 500		
	Количество перфорационных отверстий на 1 пог. м											
	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24
1	–	10	–	57	60	70	75	80	90	100	–	–
2	90	70	–	20	25	20	13	20	10	–	–	–
3 и более	10	20	–	23	15	10	12	–	–	–	–	–

Таблица 1.11

**Влияние плотности перфорации перфораторами ПКС-80, ПКО-73 на успешность  
восстановления гидродинамической связи скважины с пластом**

Количество СКО	$K_{п.о.} \cdot h_z$ , ед.											
	< 10			10–100			100–500			> 500		
	Количество перфорационных отверстий на 1 пог. м											
	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24	≤ 12	13–23	≥ 24
1	15	16	25	50	47	62	–	77	84	100	100	100
2	42	35	37	26	38	28	–	20	16	–	–	–
3 и более	43	49	38	24	15	10	–	3	–	–	–	–

С целью эффективного восстановления гидродинамической связи «скважина – пласт» и сокращения времени на освоение была опробована и внедрена в промышленное производство технология проведения трубной кумулятивной перфорации в кислотной среде. Суть предложенной технологии перфорации в кислотной среде заключается в предварительном заполнении интервала проведения прострелочно-взрывных работ кислотным составом с последующей инициацией перфорации.

Как показали исследования, наиболее высокая степень восстановления проницаемости коллекторов достигается при применении в качестве перфорационной среды солянокислотных растворов. Установлено, что 14–15%-й раствор HCl наиболее полно удовлетворяет требованиям высококачественного вскрытия продуктивных пластов, в том числе по отношению к перфорации в растворах ПАВ и нефти. При дальнейшем росте концентрации кислоты возрастает коррозионное действие раствора, а проницаемость повышается незначительно: на 5 % при увеличении концентрации кислоты до 25 %.

Эффективность такого метода объясняется динамикой физико-химических процессов, происходящих в скважине при кумулятивной перфорации. В момент перфорации скважин кумулятивными перфораторами в колонне создаются давления. Эти давления действуют непродолжительное время, но они оказываются достаточными, чтобы воздействовать на эксплуатационную колонну в зоне перфорации и призабойную зону пласта в основном через перфорационные каналы.

Во время взрыва зарядов в колонне создается давление, которое сжимает жидкость, находящуюся в колонне, и выталкивает ее через образовавшиеся в колонне отверстия в пласт. Жидкость, выходящая из отверстия, имеет большую скорость и обладает большим количеством энергии. Она мгновенно заполняет каналы, созданные перфораторами, происходит гидравлический удар, в результате которого расстрескиваются породы. Естественные трещины под действием кислоты раскрываются еще больше, а если они отсутствуют, то трещины создаются и заполняются кислотным составом [191].

Таблица 1.12

## Рекомендуемая плотность перфорации (отв./пог. м) перфораторами типа ПКО и ПКС

$K_c$	Тип перфоратора	$kh/\mu, \text{мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$				
		< 1	1–10	10–100	100–300	> 300
$\leq 2$	ПКО-73	24–28	24–28	20–24	16–20	12–16
	ПКС-80					
	ПКО-89	20–24	20–24	16–20	12–16	10–12
	ПКС-105					
2–4	ПКО-73	24–28	24–28	20–24	18–20	14–18
	ПКС-80					
	ПКО-89	20–24	20–24	16–20	12–16	12–16
	ПКС-105					
4–8	ПКО-73	–	24–28	24–28	20–24	18–20
	ПКС-80					
	ПКО-89	–	24–28	20–24	16–20	14–18
	ПКС-105					
> 8	ПКО-73	–	24–28	24–28	24–28	20–24
	ПКС-80					
	ПКО-89	–	24–28	20–24	20–24	16–20
	ПКС-105					

Таблица 1.13

## Рекомендуемая плотность перфорации (отв./пог. м) перфораторами типа ПКО и ПКС

Тип коллектора, горизонт	Состояние ОЗС	Тип перфоратора	$K_{п.о} \cdot h_э$ , ед.				
			< 10	10–100	100–500	500–1000	> 1000
Каверново- порово- трещинный (семилуковский, елецко-задонский)	Чистая	ПКО-73	24–28	20–24	16–20	14–18	12–16
		ПКС-80					
		ПКО-89	20–24	16–20	14–18	12–16	10–12
		ПКС-105					
	Закольматированная	ПКО-73	24–28	24–28	20–24	16–20	14–18
		ПКС-80					
		ПКО-89	20–24	20–24	16–20	14–18	12–16
		ПКС-105					
Порово- каверново- трещинный (саргаевский, воронежский, елецко-задонский)	Чистая	ПКО-73	24–28	24–28	20–24	16–20	–
		ПКС-80					
		ПКО-89	20–24	20–24	16–20	14–18	–
		ПКС-105					
	Закольматированная	ПКО-73	24–28	24–28	24–28	20–24	–
		ПКС-80					
		ПКО-89	20–24	24–28	20–24	16–20	–
		ПКС-105					

### 1.3. Требования к рабочим жидкостям для работы с нефтяным пластом

Значительное влияние на характер притока пластового флюида из пласта в скважину оказывает не только зона кольматации, возникающая при проникновении ОЗС твердой фазы, присутствующей в рабочих жидкостях, но и зона проникновения фильтрата рабочих жидкостей. Особенно значительное отрицательное влияние на фильтрационные процессы фильтрат оказывает в низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах.

В низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах фильтрационные процессы происходят по другим законам по сравнению с процессами, происходящими в нормальных (средне- и высокопроницаемых) пластах. Рассмотрим причины, влияющие на них.

С уменьшением проницаемости уменьшается средний диаметр капилляров пористой среды и соответственно увеличиваются капиллярные силы, удерживающие воду в поровом пространстве [30]. Проведенные специальные петрофизические исследования на керновом материале пород-полуколлекторов I–III пачек Речицкого месторождения позволили выявить ряд особенностей, которые могут влиять на характер притока углеводородов к стволу скважины: установлены гидрофильные свойства пород-коллекторов; около 80 % объемной емкости отложений составляют поры радиусом меньше 10 мкм; средняя нефтенасыщенность отложений составляет 30 %; 35–45 % порового пространства занято высокомолекулярными углеводородными соединениями и т. д.

Известно, что по величине (раскрытости) поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы [31]:

- сверхкапиллярные – размеры больше 0,5 мм (500 мкм);
- капиллярные – от 0,5 до 0,0002 мм (от 500 до 0,2 мкм);
- субкапиллярные – меньше 0,0002 мм (меньше 0,2 мкм).

Как указано в [31], радиус пор, по которым происходит основное движение (фильтрация) жидкостей, находится в пределах от 5 мкм и выше. По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение пластовых флюидов происходит свободно, по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил.

Рассмотрим по результатам исследования порового пространства керна, как меняется распределение пор в коллекторе в зависимости от его проницаемости. На рис. 1.3 приведено сопоставление распределения пор по размерам для образцов мелкозернистого песчаника с прони-

цаемостью  $0,0865 \text{ мкм}^2$  и  $0,0108 \text{ мкм}^2$ . Как видно из рис. 1.3, основная масса пор обоих образцов относится к группе капиллярные.

Однако для среднепроницаемого образца керна (рис. 1.3, *а*) характерно преобладание каналов фильтрации с диаметром от 20 до 44 мкм (на рис. 1.3 радиус каналов  $R_p$  находится в пределах 10–22 мкм). Для низкопроницаемого керна (рис. 1.3, *б*) характерно преобладание каналов фильтрации с диаметром от 4 до 24 мкм (радиус каналов  $R_p$  находится в пределах 2–12 мкм, что примерно соответствует размерам пор емкостного пространства нетрадиционных пород-коллекторов I–III пачек Речицкого месторождения). Уменьшение среднего размера преобладающих каналов фильтрации в породах-коллекторах данного типа чуть более чем в 2 раза приводит к уменьшению проницаемости мелкозернистого песчаника в 8 раз [32]. Уменьшение диаметра каналов фильтрации предопределяет значительные изменения и физических свойств коллектора.

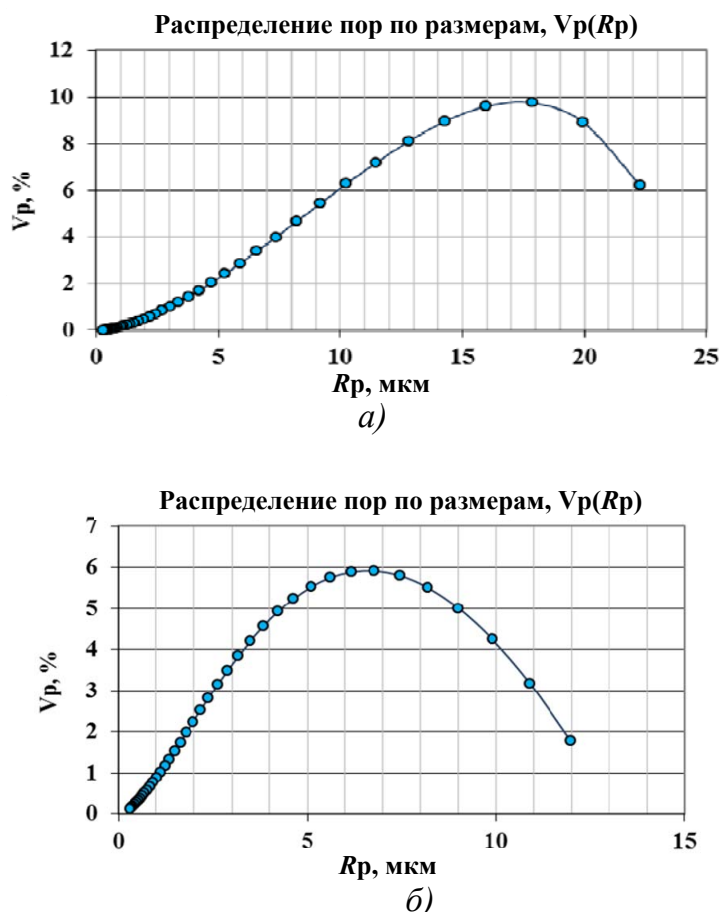


Рис. 1.3. Распределение пор по размерам: *а* – для мелкозернистого песчаника с проницаемостью  $0,0865 \text{ мкм}^2$ ; *б* – для мелкозернистого песчаника с проницаемостью  $0,0108 \text{ мкм}^2$

При первичном и вторичном вскрытии пластов, различного вида воздействиях на пласт с применением жидкостей на водной основе, кислотных обработках, после реакции кислоты с породой продукты реакции (по сути минерализованная вода), проникшие фильтраты жидкостей, на которых выполнялось вскрытие пластов и воздействие на него, занимают мелкие поры и удерживаются капиллярными и межмолекулярными силами, блокируя поры, по которым в дальнейшем должна происходить фильтрация нефти [33], [34]. При этом фазовая проницаемость для нефти снижается практически до нуля. Для прорыва нефти к стволу скважины необходимо достижение эффективных начальных градиентов давления, превышающих капиллярные силы, удерживающие в порах водную фазу рабочих жидкостей [33]. В большинстве случаев, после контакта с водными растворами и насыщения мелких капилляров водной фазой, породы с проницаемостью менее  $0,004 \text{ мкм}^2$  практически не вовлекаются в разработку, так как блокируются водой. Для фильтрации пластового флюида в водонасыщенных коллекторах данного типа необходимо создавать градиенты давления в околоствольной зоне пласта, достигающие в отдельных случаях до  $40 \text{ МПа/м}$  [34], что практически в промышленных условиях неосуществимо, особенно в пластах со сниженными пластовыми давлениями [33].

Приведенные данные подтверждаются результатами исследований кернового материала, представленного алевритовыми мелкозернистыми песчаниками с проницаемостью, соответствующей среднепроницаемым, низкопроницаемым и нетрадиционным коллекторам. Результаты исследования керна получены с использованием ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на ЯМР релаксометре [35] и представлены в табл. 1.14. В данной таблице приведена характеристика ФЕС пород-коллекторов со средней ( $0,238 \text{ мкм}^2$ ), низкой ( $0,018 \text{ мкм}^2$ ) и весьма низкой ( $0,0001 \text{ мкм}^2$ ) проницаемостью. Как видно из табл. 1.14, для всех трех разностей пород-коллекторов выделены группы пор со средним радиусом от  $0,3$  до более  $10 \text{ мкм}$ . Причем если в среднепроницаемом коллекторе преобладают поры с радиусом от  $5,3 \text{ мкм}$  и более (таких пор более  $61,7 \%$ ) то для низкопроницаемого коллектора пор с радиусом более  $5,3 \text{ мкм}$  – только  $1,6 \%$ . Для весьма низкопроницаемого коллектора таких пор только  $0,03 \%$ . В то же время доля пор со средним радиусом  $< 0,3 \text{ мкм}$  составляет  $22,3$ ,  $47,9$  и  $97,0 \%$  соответственно.



Таблица 1.14

## Характеристика емкостных особенностей керна с различной проницаемостью

Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Наименование параметра	Единица измерения	Средний радиус пор, мкм <sup>2</sup>							
			> 10	5,3	2,6	1,4	0,6	0,4	0,3	< 0,3
	Капиллярное давление	МПа	0,014	0,028	0,056	0,11	0,25	0,35	0,49	–
0,0001	Распределение пор по размерам	%	0,01	0,02	0,03	0,04	0,1	0,5	2,3	97,0
0,018			1,5	0,1	5,5	26,8	11,9	3,6	2,7	47,9
0,238			11,2	50,5	9,8	2,5	2,0	1,5	1,2	22,3
0,001	Долевое участие пор в фильтрации	%	93,5	5,2	0,3	0,7	0,1	0,1	0,1	0
0,018			57,3	0,6	20,0	19,4	2,5	0,17	0,03	0
0,238			57,6	40,2	1,9	0,2	0,05	0,03	0,02	0
0,0001	Остаточная водонасыщен- ность	%	99,4	99,2	99,1	98,6	98,3	97,5	95,2	–
0,018			99,3	99,2	92,4	66,4	53,6	50,0	47,1	–
0,238			90,5	41,3	32,1	28,1	24,7	22,9	21,0	–

С уменьшением среднего радиуса пор увеличиваются значения их капиллярных давлений. Так, если для пор с радиусом  $> 10$  мкм капиллярные давления не превышают  $0,014$  МПа (табл. 1.14), то для пор с радиусом  $0,3$  мкм капиллярные давления достигают  $0,49$  МПа, т. е. увеличиваются более чем в 35 раз. Преобладающие фильтрационные процессы во всех рассматриваемых образцах керна обеспечиваются каналами фильтрации с радиусом более  $10$  мкм. Причем в среднепроницаемом керне это составляет  $57,6$  %, в низкопроницаемом –  $57,3$  %, а в нетрадиционном керне –  $93,5$  % (табл. 1.14).

Остаточная водонасыщенность коллекторов с увеличением перепада давления в порах от  $0,014$  до  $0,49$  МПа для среднепроницаемого коллектора снижается с  $90,5$  до  $21,0$  %, для низкопроницаемого – с  $99,3$  до  $47,1$  %, для весьма низкопроницаемого только с  $99,4$  до  $95,2$  % (табл. 1.14). Последнее связано с высокими значениями капиллярных сил, действующих в низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах. Как видно из приведенных данных, капиллярные силы весьма значительно зависят от особенностей структуры порового пространства и фильтрационных свойств коллектора. Лабораторные определения капиллярного давления на керновом материале характеризуют структуру пустотного пространства на микроуровне.

Для одной из залежей, представленной поровыми коллекторами песчаника мелкозернистого, алевритового, построена зависимость наличия максимального радиуса каналов фильтрации от проницаемости (рис. 1.4).

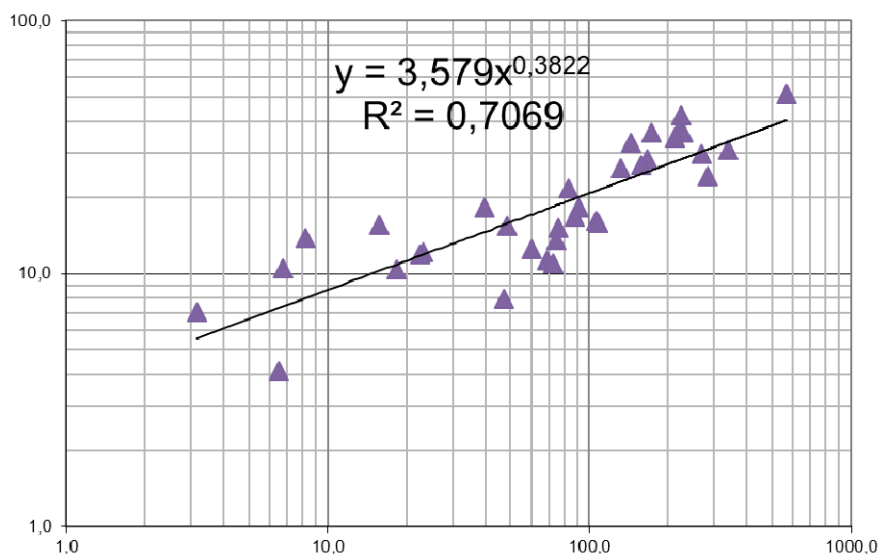


Рис. 1.4. Зависимость максимального радиуса каналов фильтрации, мкм, от проницаемости, мД

Как видно из рис. 1.4, для коллекторов с проницаемостью менее  $10 \text{ мкм}^2$  диаметр поровых каналов в основном не превышает  $20 \text{ мкм}$  (радиус менее  $10 \text{ мкм}$ ). Из полученной корреляционной зависимости можно определить, что для коллекторов с проницаемостью  $0,001 \text{ мкм}^2$  максимальный диаметр фильтрационных каналов находится в пределах  $7 \text{ мкм}$ ; для коллекторов с проницаемостью  $0,0001 \text{ мкм}^2$  –  $3 \text{ мкм}$ ; для коллекторов с проницаемостью  $0,00001 \text{ мкм}^2$  – около  $1,2 \text{ мкм}$ . Последние два приведенных значения проницаемости и соответствующих им значений максимальных диаметров каналов фильтрации относятся к нетрадиционным коллекторам. И для них характерно то, что поровое пространство в основном сформировано субкапиллярной группой пор.

В тонких капиллярах вязкость воды повышена, вязкость неполярных жидкостей сохраняет свои значения. В порах радиусом менее  $0,4 \text{ мкм}$ , которых, как показано выше, в нетрадиционных весьма низкопроницаемых коллекторах большинство, вязкость воды возрастает, и для ее отрыва и извлечения из порового пространства необходимы большие градиенты давления [34]. Это подтверждается результатами выполненных керновых исследований низкопроницаемых образцов карбонатного керна, приведенных в табл. 1.15.

Таблица 1.15

**Характер изменения проницаемости и градиента давления  
в низкопроницаемых образцах карбонатного керна  
при воздействии на них пресной воды**

Номер модели	Абсолютная газопроницаемость, $\text{мкм}^2$	Фильтрация «пласт – скважина», керосин		Фильтрация «пласт – скважина» воды	
		Проницаемость, $\text{мкм}^2$	Градиент давления, МПа/м	Проницаемость, $\text{мкм}^2$	Градиент давления, МПа/м
1	0,001935	0,00055	1,64	0,000098	5,01
2	0,000669	0,000135	6,65	0,000058	20,4
3	0,000448	0,000039	23,2	0,000002	206,6

Из табл. 1.15 видно, что для высушенных газонасыщенных образцов керна абсолютная проницаемость находится в пределах от  $0,000448$  (модель 3) до  $0,001935 \text{ мкм}^2$  (модель 2). После насыщения керновых моделей керосином проницаемость для керосина составила от  $0,000039$  (модель 3) до  $0,00055 \text{ мкм}^2$  (модель 1). При этом градиент давления при фильтрации керосина изменяется от  $1,64$  для модели 1 до  $23,2 \text{ МПа/м}$

для модели 3. После контакта одного из торцов каждой модели в течение двух суток с пресной водой за счет капиллярных сил произошло вытеснение керосина и насыщение моделей водой. После этого было установлено, что фазовая проницаемость для воды составляет от 0,000002 (модель 3) до 0,000098 мкм<sup>2</sup> (модель 1). Но градиенты давления при фильтрации изменяются от 5,01 (модель 1) до 206,6 МПа/м для модели 3. Как видно из приведенных данных, в породах с нетрадиционными коллекторами для фильтрации углеводородных жидкостей необходимо создать достаточно высокие градиенты давления, значительно выше по сравнению с нормальными коллекторами. Но после попадания в такие коллекторы воды, для ее фильтрации и удаления из коллектора необходимо создавать градиенты давления, в 5–10 раз превышающие градиенты давления при фильтрации углеводородов, что в промысловых условиях при существующих пластовых давлениях не достижимо. Поэтому главной задачей при вскрытии таких пластов или воздействии на них рабочими жидкостями на водной основе является не допустить проникновения воды в пласт или создать условия, обеспечивающие снижение градиентов давления для фильтрации воды в коллекторах до значений, близких к нулю.

Одним из наиболее важных параметров, влияющих на процесс вытеснения нефти из пористой среды, является смачиваемость породы пласта. От характера смачиваемости зависит фазовое поведение пластовых флюидов и вытесняющих агентов в пористой среде, определяющее конечную нефтеотдачу. Смачивающая способность существенно влияет на степень извлечения капиллярно удерживаемой как нефти, так и воды [36]. Крупные поры с большей вероятностью гидрофобны, а микрокапилляры, также как и пустоты в порах, окружающих точки контактов зерен, скорее всего гидрофильны [37]. В гидрофильных породах нефть будет стремиться занять крупные поры, центральную часть пор и каналов, а вода будет заполнять мелкие поры и контактировать с поверхностью [38]. Так как низкопроницаемые пласты и породы с нетрадиционными коллекторами, как было показано выше, представлены в основном субкапиллярными каналами фильтрации, то они, естественно, гидрофильны. Если порода гидрофильная, то капиллярное давление в каналах фильтрации положительное. Оно будет способствовать интенсивному насыщению породы водой при контакте с водными растворами рабочих жидкостей.

Интенсивность проявления капиллярных процессов зависит от величины капиллярного давления, развиваемого менисками на грани-

цах раздела фаз [39]. Поэтому для снижения капиллярных эффектов при использовании растворов на водной основе, исключения их отрицательного влияния на последующую фильтрацию углеводородов к стволу скважины, необходимо применять рабочие составы, слабо проникающие или не проникающие в тонкопоровые каналы фильтрации низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов.

Для этого согласно [40], [41] предлагается использовать составы, удаляющие из околоствольной зоны пласта рыхлосвязанную воду и гидрофобизирующее поровое пространство пород.

В [42] указано, что искусственно вызывать гидрофобизацию пород ОЗС нефтяных скважин допустимо и даже желательно при следующих условиях:

- первичном вскрытии нефтяного пласта бурением;
- его вторичном вскрытии (перфорацией);
- проведении ремонтных работ на первом этапе эксплуатации скважин;
- с целью снижения водонасыщенности ОЗС и повышения продуктивности скважин на первом этапе их эксплуатации (в период безводной эксплуатации);
- для уменьшения обводненности скважин (на втором этапе эксплуатации) в условиях продуктивных пластов с анизотропией ФЕС, вызванной слоистой микронеоднородностью породы.

Исследователями [43] установлен факт удаления из каналов фильтрации рыхло связанной воды и повышения эффективности обработок при введении в кислотные составы полярных растворителей: алифатических спиртов  $C_1$ - $C_8$ , бутиловых эфиров, диполиспиртов, полигликолей и глицерина, изопропилового спирта.

Еще более эффективно использование так называемых взаимных растворителей – веществ, неограниченно растворяющихся как в воде, так и в углеводородах (например, монобутилового эфира, этиленгликоля, смеси изопропилового спирта и бутилцеллозоля и др.). Такие реагенты помимо осушающей способности (ликвидации водной блокады) имеют ряд дополнительных позитивных свойств: разрушают водонефтяные эмульсии, снижают поверхностное натяжение на границе «реагирующий раствор – порода-нефть», способствуют растворению и легкому удалению продуктов реакции из пласта. Указанные факторы улучшают условия контактирования кислоты и продуктов реакции с породой, усиливают равномерность и увеличивают глубину обработки, что в совокупности повышает ее эффективность [44]. Исследованиями

[39], [45] установлено, что дополнительное введение полярных неэлектролитов – спиртов, обеспечивает усиление «расклинивающего эффекта» на АСПО, усиление капиллярной пропитки водонасыщенных каналов. Одна из основных целей дополнительного введения полярных неэлектролитов заключается в облегчении их проникновения вглубь водосодержащих пород с последующей облегченной диффузией углеводородных молекул и большеобъемных молекул ПАВ. Отмечается эффективность добавления спиртов в качестве модификаторов к кислотным растворам. Спирты имеют в своем составе функциональные группы  $\text{OH}$ , которые, растворяясь в водной и углеводородной фазах, понижают межфазное натяжение на границе раздела фаз. Продавливаемые в пласт модифицированные кислотные растворы из-за понижения межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть – кислотный раствор», «нефть – продукты реакции», меньшей, чем пластовая нефть плотности и вязкости, смешиваются с минерализованной водой и углеводородной фазой, легко проникают вглубь породы и легко извлекаются обратно.

На основании вышеизложенного разработаны требования к рабочим жидкостям для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллекторы. Они включают следующие позиции. Рабочие жидкости для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллекторы должны удовлетворять следующим требованиям:

- слабо проникать или не проникать в тонкопоровые каналы фильтрации низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов;
- не создавать водной блокады в обрабатываемых низкопроницаемых породах-коллекторах;
- иметь минимальное межфазное натяжение на границе раздела «водная фаза – порода», «водная фаза – нефть» (не более 0,1 мН/м);
- создавать в породе вокруг обрабатываемого участка ствола скважины гидрофобный слой ПАВ в добывающих скважинах и гидрофильный слой ПАВ в нагнетательных скважинах;
- извлекаться из каналов фильтрации поровой среды при минимальных перепадах давления между пластом и скважиной (не более 1,0–1,5 МПа/м);
- не образовывать при контакте с нефтью, пластовой водой и породой эмульсий твердых осадков и взвесей;
- иметь низкую коррозионную активность к промышленному и внутрискважинному оборудованию.

При разработке рецептур жидкостей с перечисленными выше свойствами необходимо выполнять комплекс исследований, который включает следующие основные этапы работ:

1. Изучение особенностей низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов по фациальным особенностям и фильтрационно-емкостным свойствам с выделением классов коллекторов для каждого пласта.

2. Для каждого из выделенных классов коллекторов необходимо выполнить следующий комплекс исследований:

– оценка механизма и глубины проникновения водной фазы при контакте с тонкопоровым коллектором без давления и при различных перепадах давления;

– оценка механизма фильтрации системы «нефть – вода» в тонкопоровом коллекторе к скважине после оттеснения нефти водной фазой вглубь пласта;

– выполнение лабораторных исследований по подбору специальных рабочих жидкостей и интенсифицирующих приток составов для условий низкопроницаемых тонкопоровых коллекторов с низким межфазным натяжением на границе «нефть – вода – порода», не снижающих фильтрационных свойств пластов;

– проведение керновых динамических исследований по оценке эффективности подобранных в лабораторных условиях композиций;

– проведение опытно-промысловых испытаний рабочих жидкостей и кислотных композиций по интенсификации притока для оценки их эффективности на скважинах;

– формирование технологического регламента по применению разработанных рабочих жидкостей и кислотных композиций в технологиях вскрытия пластов и интенсификации притока на низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторах.

В рамках выполненных по предложенной схеме исследований должны разрабатываться линейки рабочих жидкостей с содержанием в своем составе спиртов, растворителей, поверхностно-активных веществ (ПАВ), спиртово-кислотных композиций под различные геолого-геофизические свойства низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов нефтегазодобывающего региона (месторождения, залежи).

## Глава 2. РЕЦЕПТУРЫ И ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

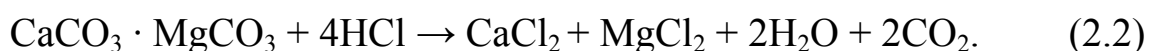
Основная доля разведанных запасов нефти месторождений Припятского прогиба сконцентрирована в месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам. Она составляет 92 %. В терригенных коллекторах сосредоточено не более 8 % запасов [46], [47]. Породы-коллекторы в основном представлены карбонатными породами – известняками, доломитизированными известняками и доломитами. Поэтому основные технологии воздействия на ОЗС основаны на использовании в рецептурах жидкостей интенсификации притока соляной кислоты.

### 2.1. Технологии кислотных обработок карбонатных коллекторов

В карбонатных пластах наиболее распространены кислотные обработки кислотными композициями на основе соляной кислоты. Обработка ОЗС на месторождениях Припятского прогиба соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей простоты, дешевизны и благоприятных для ее применения пластовых условий. Соляная кислота хорошо растворяет карбонатные породы. При этом происходят следующие основные реакции. При воздействии на известняки:



При воздействии на доломит:





Соли хлористого кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) и хлористого магния ( $\text{MgCl}_2$ ) хорошо растворимые в воде. Поэтому их легко извлечь из пласта. Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) также легко удаляется из коллекторов. Либо при пластовом давлении выше 7,6 МПа растворяется в продуктах реакции кислоты с породой (той же минерализованной воде).

Ориентируясь, в соответствии с таблицей Д. И. Менделеева, на формулу реакции известняка с соляной кислотой (2.1) в количественных соотношениях получим следующий результат:

$$40 + 12 + 3 \cdot 16 + 2(1 + 35,5) = 40 + 2 \cdot 35,5 + 2 \cdot 1 + 16 + 12 + 2 \cdot 16.$$

Отсюда видно, что при взаимодействии с известняком 73 г чистой  $\text{HCl}$ , при полной ее нейтрализации, растворяется 100 г известняка. При этом получается 111 г растворимой соли хлористого кальция, 18 г воды и 44 г углекислого газа. Таким образом, для растворения 1 кг известняка надо израсходовать 730 г чистой соляной кислоты. В 1 л 15%-го раствора соляной кислоты содержится 161,2 г  $\text{HCl}$  в пересчете на чистое вещество. Следовательно, для растворения 1 кг известняка потребуется 4,53 л ее 15%-го раствора.

Аналогично для второй реакции воздействия  $\text{HCl}$  на доломит при взаимодействии 146 г чистой  $\text{HCl}$  с 184,3 г доломита [ $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ] при его полной нейтрализации получается 111 г растворимой соли  $\text{CaCl}_2$ ; 95,3 г растворимой соли  $\text{MgCl}_2$ ; 36 г воды ( $\text{H}_2\text{O}$ ) и 88 г углекислоты. Для растворения 1 кг доломита потребуется 4,914 л 15%-го раствора  $\text{HCl}$ .

На месторождениях Припятского прогиба для воздействия на околоствольную зону скважин с целью интенсификации притока нефти из карбонатных пластов применяют следующие основные технологические операции [48], [49]:

- соляно-кислотная ванна в статическом и динамическом режимах (СКВ и ДСКВ);
- кислотная обработка (КО);
- простая соляно-кислотная обработка (СКО);
- многообъемная соляно-кислотная обработка (МСКО);
- уксусная кислотная обработка (УКО);
- сульфамино-кислотные обработки (СфКО);
- направленная кислотная обработка (НКО);
- поинтервально-направленные кислотные обработки (ПНКО).

Перечисленные технологии интенсификации реализуются как в виде отдельных операций, так и в различных сочетаниях между со-

бой. При сочетании технологических операций между собой выполняются интенсифицирующие обработки по таким основным технологическим схемам [49], [50]:

СКВ + СКО;  
СКВ + СфКО;  
СКВ + МСКО;  
СКО + НКО;  
СКВ + СКО + НКО;  
СКВ + СКО + СфКО + СКО;  
СКВ + СКО + НКО + СКО.

Для улучшения фильтрации кислотных составов в пласт и предотвращения блокирования околоствольной зоны продуктами реакции в кислотные составы вводят реагенты-интенсификаторы – ПАВ. Они снижают в 3–5 и более раз поверхностное натяжение на границе «нефть – нейтрализованная кислота», улучшают и облегчают очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Как правило, применяют композиции неионогенных, анионоактивных и катионоактивных ПАВ, например, комплексное ПАВ Нефтенол К или Нефтенол ВВД [48], [51]. Перечисленные выше ПАВ хорошо растворяются в кислотах и слабоминерализованных водах (с минерализацией до 50 г/л). В водах хлоркальциевого типа с минерализацией свыше 50 г/л при температурах пласта 45–90 °С ПАВ не теряют свою растворимость и не высаливаются из растворов.

Механизм действия ПАВ заключается в адсорбции их молекул на границах раздела фаз и, как следствие, снижении межфазного натяжения (МФН), изменении смачиваемости поверхности. Межфазное натяжение кислотных композиций, с добавкой 3 % ПАВ, при температуре 70 °С на границе с белорусской нефтью составляет: для Нефтенол ВВД марки 3Т – 1,5–2 мН/м; Нефтенол К марки НК-40/10 – 1,8–2 мН/м. В результате уменьшения МФН и изменения смачиваемости породы падает капиллярное давление и улучшаются проникающая способность водных растворов ПАВ и их нефтеотмывающие свойства.

Для предотвращения выпадения из отреагировавших с карбонатной породой солянокислотных составов малорастворимых трудноудаляемых соединений железа в кислотные составы вводят стабилизаторы железа. В качестве стабилизаторов применяют уксусную или лимонную кислоты. Рекомендуемая концентрация стабилизатора, вводимого в рабочий кислотный состав, определяется содержанием в нем железа и приведена в табл. 2.1 [48].

**Рекомендуемая концентрация стабилизатора,  
вводимого в рабочий кислотный состав**

Содержание железа в кислотном составе, %	Концентрация стабилизатора, %	
	Уксусная кислота	Лимонная кислота
0,01–0,1	1,0	0,5
0,1–0,3	1,5	0,5
0,3–0,5	2,0–3,0	1,0

Кислотные составы, применяемые для повышения производительности скважин, эксплуатирующих карбонатные пласты, являются коррозионно-активными средами. С ростом концентрации кислот в составах и температуры коррозионная агрессивность кислот по отношению к стали возрастает. Для защиты наземного и подземного оборудования, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии следует применять ингибированную товарную соляную кислоту. При необходимости дополнительного снижения коррозионной агрессивности рабочих кислотных растворов в них следует добавлять ингибиторы коррозии. Обычно для этой цели применяют ингибиторы коррозии в кислых средах из ряда «В-2», «И-1(2)-А», «И-1(2)-В», «Катапин-А(К)», «ПБ-5», «КПИ-1», уротропин, тиомочевина и другие в концентрации не более 1 %.

Ингибиторы должны удовлетворять следующим требованиям:

- обладать высокой эффективностью, позволяющей снижать скорость коррозии стали в 25–100 раз при малых концентрациях ингибитора (не более 1 %) в растворе кислоты, и иметь невысокую стоимость;

- хорошо растворяться в кислотных составах, не образовывать нерастворимых осадков, не снижать фильтрацию раствора в пласт, не выпадать в осадок после нейтрализации кислоты карбонатной породой (не образовывать осадков с продуктами реакции кислоты с породой).

Все интенсифицирующие обработки необходимо проводить согласно плану проведения работ, который должен включать следующие основные характеристики процесса:

- технологическая схема и последовательность выполнения операций;

- компоновка инструмента, последовательность и глубина спуска его в скважину;

- схема обвязки и расстановки оборудования на устье скважины;
- состав, концентрация реагентов и объем кислотного раствора;
- последовательность приготовления кислотного раствора;
- объем продавочной жидкости;
- ожидаемое устьевое давление, при котором пласт может принять кислоту;
- предельно допустимое давление на устье;
- технологические режимы закачки кислотного состава и продавочной жидкости в скважину;
- время ожидания реагирования кислоты с породой;
- объем вспомогательных и исследовательских работ до и после кислотного воздействия;
- технологические режимы выполнения вспомогательных и исследовательских работ.

Приготовление кислотных растворов следует выполнять на устье скважины предпочтительно перед началом закачки их в пласт. В некоторых случаях возможен завоз на скважину рецептур кислотных растворов, приготовленных на производственной базе или растворном узле. В последнем случае – это рецептуры многокомпонентных кислотных составов, требующие строгого соблюдения концентраций компонентов и тщательного перемешивания.

Рассмотрим особенности реализации технологических операций по видам КО.

### **Соляно-кислотная ванна**

Соляно-кислотные ванны направлены на обработку ствола скважины, прискважинной зоны продуктивного пласта в интервале перфорации и интервала перфорации или открытого ствола от загрязняющих продуктов. Выполнение соляно-кислотных ванн возможно в трех вариантах:

- в статическом режиме;
- в динамическом режиме;
- в статическом или динамическом режиме под давлением.

Соляно-кислотные ванны выполняют, как правило, в несколько циклов.

***Многоцикловые соляно-кислотные ванны в статическом режиме*** устанавливают при гидростатическом давлении столба жидкости (без давления на устье). При этом оборудование на устье скважины обвязывается по схеме, приведенной на рис. 2.1. Количество

циклов воздействия может изменяться от 4 до 10 и более. При выполнении соляно-кислотной ванны башмак насосно-компрессорной трубы (НКТ), воронку или фильтр устанавливают на 1–2 м ниже нижних дыр интервала перфорации. Перед началом выполнения работ следует восстановить циркуляцию рабочей жидкости в скважине. При открытом затрубном пространстве в НКТ необходимо закачать весь объем предназначенного для ванны кислотного раствора и продавить его рабочей жидкостью в интервал пласта с таким расчетом, чтобы кислотный раствор заполнил в затрубном пространстве весь интервал перфорации. Закрывают затрубное пространство и оставляют скважину на реакции на 5–10 минут. Затем открывают затрубное пространство и, закачав в НКТ объем продавочной жидкости, равный объему затрубного пространства в интервале перфорации, заполняют интервал перфорации свежей порцией кислоты. Закрывают затрубное пространство и снова выдерживают скважину на реакции 5–10 минут. Аналогичным образом повторяют операции еще несколько раз до тех пор, пока в НКТ не останется объем кислотного раствора, равный примерно  $0,1-0,2 \text{ м}^3$  на метр эффективной мощности пласта в интервале перфорации. Закрывают затрубное пространство и, продавив оставшийся объем кислоты в пласт, определяют приемистость кислоты пластом и давление приемистости. Давление закачки не должно превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны. Завершающий цикл проведения соляно-кислотной ванны должен включать обратную промывку продуктов реакции, так как раствор, который находился после выполнения первых циклов ванны в затрубном пространстве, не должен попасть в пласт. Если в процессе определения приемистости при предельно допустимом давлении на устье, пласт кислоту не примет, то следует оставить скважину под давлением на реакции на 30–60 минут, после этого сбросить давление и обратной промывкой вымыть продукты реакции.

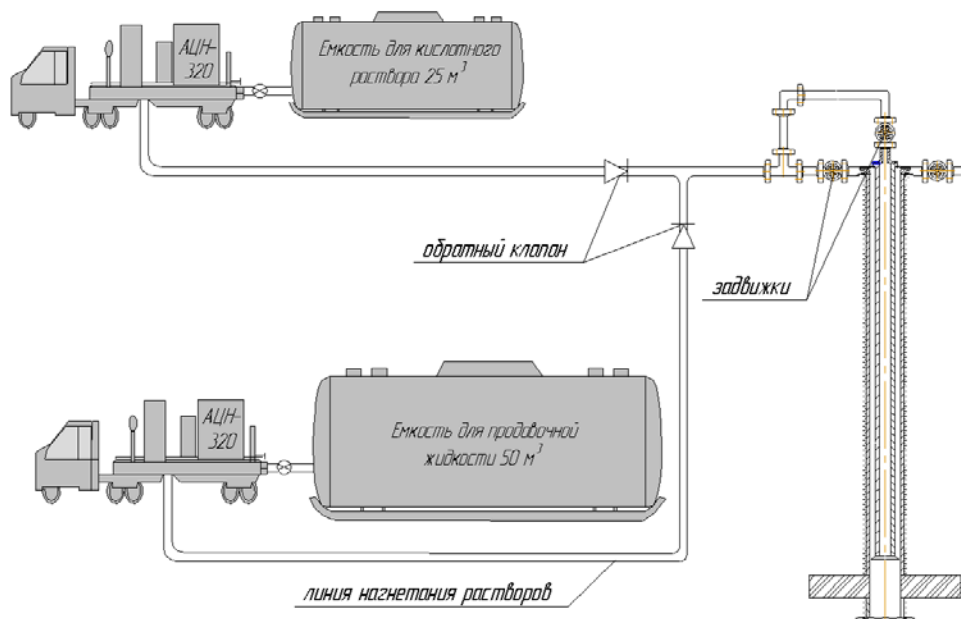


Рис. 2.1. Схема обвязки оборудования с устьем скважины при проведении многоциклового кислотной ванны в статическом режиме

**Многоцикловая соляно-кислотная ванна в динамическом режиме.** Для выполнения соляно-кислотной ванны в динамическом режиме техника и оборудование на устье скважины должны быть обвязаны так, чтобы можно было осуществлять многократные закачки жидкости как в затрубное, так и в трубное пространства (рис. 2.2). По данной технологической схеме обработки интервала перфорации выполняют на тех скважинах, где ожидается значительное загрязнение ствола скважины в интервале перфорации, низкая приемистость кислоты пластом или если гидродинамическая связь пласта со скважиной затруднена. При заполнении кислотным раствором интервала перфорации в НКТ следует закачать такой объем продавочной жидкости, чтобы  $0,2\text{--}0,5\text{ м}^3$  кислотного раствора оказалось в затрубном пространстве выше интервала перфорации (выше верхних дыр интервала перфорации). Не оставляя кислотный раствор на реакции, в затрубное пространство, при открытом трубном, закачивают  $0,2\text{--}0,5\text{ м}^3$  продавочной жидкости. После этого переключают агрегат на трубное пространство и в НКТ закачивают  $0,2\text{--}0,5\text{ м}^3$  продавочной жидкости. Последовательно повторяя операции по закачке  $0,2\text{--}0,5\text{ м}^3$  продавочной жидкости в трубное и затрубное пространства, 5–6 раз выполняют полоскание интервала перфорации кислотным раствором. Закрывают затрубное пространство и оставляют скважину на реакции на 5–15 минут.

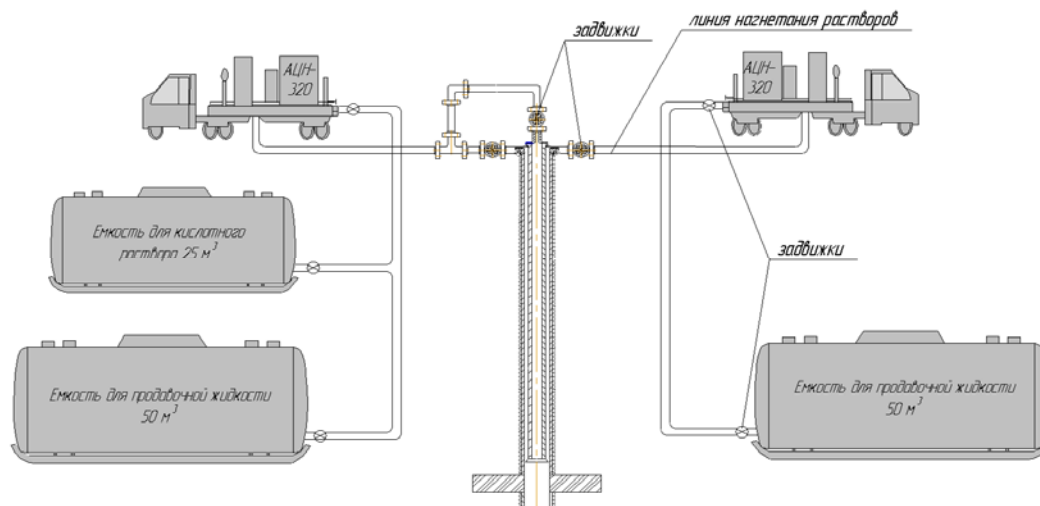


Рис. 2.2. Схема обвязки оборудования с устьем скважины при проведении многоцикловой кислотной ванны в динамическом режиме

Открывают затрубное пространство и в НКТ закачивают  $0,4-1,0 \text{ м}^3$  продажной жидкости, заполняя интервал перфорации свежей порцией кислоты. Не оставляя кислотный раствор на реакции, в затрубное пространство, при открытом трубном, закачивают  $0,2-0,5 \text{ м}^3$  продажной жидкости. После этого переключают агрегат на трубное пространство и в НКТ закачивают  $0,2-0,5 \text{ м}^3$  продажной жидкости. Последовательно повторяя операции по закачке  $0,2-0,5 \text{ м}^3$  продажной жидкости в трубное и затрубное пространства, 5–6 раз выполняют полоскание интервала перфорации кислотным раствором. Закрывают затрубное пространство и оставляют скважину на реакции на 5–15 минут.

Снова, открыв затрубное пространство и закачав в НКТ продажную жидкость, заполняют интервал перфорации свежим раствором кислоты, и процесс повторяют в соответствии с вышеописанной схемой. Таким образом можно выполнять до 3–5 циклов полоскания интервала перфорации. В процессе выполнения работ в каждом цикле воздействия по мернику агрегата контролируют объем кислоты, проникшей в интервал перфорации. Этот объем равен разности объемов продажной жидкости в мернике до начала полоскания интервала перфорации и после окончания полоскания. Последней свежей порцией кислотного раствора, равной примерно  $0,1-0,2 \text{ м}^3$  кислотного раствора на метр эффективной перфорированной мощности пласта, необходимо определить приемистость кислоты пластом и давление приемистости.

**Многоцикловая кислотная ванна под давлением.** Многоцикловую соляно-кислотную ванну под давлением проводят при интенсификации притока на скважинах, где после вторичного вскрытия пласта отсутствует гидродинамическая связь скважины с пластом. Этот вид соляно-кислотной ванны по последовательности операций аналогичен соляно-кислотной ванне в статическом режиме. Основное отличие заключается в том, что в каждом цикле после того как заполняют интервал перфорации свежей порцией кислоты и закрывают задвижку на затрубном пространстве, закачав в НКТ некоторый объем продавочной жидкости, поднимают давление на устье до 12,0–18,0 МПа и оставляют скважину на 30 минут под давлением на реакции. По окончании времени реакции сбрасывают избыточное давление, снова заполняют интервал перфорации свежей порцией кислоты и повторяют вышеописанные действия.

### **Кислотная обработка пласта**

Кислотные обработки карбонатного пласта, как было изложено выше, проводятся с использованием различного типа кислотных композиций, модифицированных специализированными добавками. При этом принципиальные технологические схемы их реализации аналогичны нижеизложенным.

При проведении КО глубина установки башмака НКТ, воронки или фильтра определяется расположением в пределах интервала перфорации пропластков с наибольшей проницаемостью. Если пропласток с наибольшей проницаемостью находится в нижней части интервала перфорации, то башмак НКТ необходимо устанавливать на 1–2 м выше верхних дыр интервала перфорации. В противном случае башмак НКТ устанавливают на 1–2 м ниже нижних дыр интервала перфорации. Аналогично последнему устанавливают башмак НКТ и при обработке однородного пласта. Выполнение кислотной обработки возможно без пакера или с пакером. Оборудование и технику на устье скважины обвязывают по схеме, приведенной на рис. 2.3.

После спуска НКТ в скважину и обвязки устьевого оборудования манифольды высокого давления и все коммуникации следует опрессовать на полуторакратное рабочее давление. При необходимости на нагнетательных линиях насосных агрегатов устанавливают обратные клапаны, которые предотвращают попадание жидкости из скважины в емкость (мерник) после остановки закачки, а также дают возможность сбрасывать давление в нагнетательных линиях насосных агрегатов при вынужденных остановках.



Кислотная обработка без пакера планируется при условии, что предельно допустимое рабочее давление закачки кислоты в пласт не превысит давления опрессовки эксплуатационной колонны. Кислотный раствор закачивают в скважину по НКТ при открытом затрубном пространстве. После заполнения интервала перфорации кислотным раствором затрубное пространство следует закрыть и продавить кислоту в пласт, закачав в НКТ оставшийся объем кислотного раствора, а затем продавочную жидкость в объеме НКТ и затрубного пространства в интервале перфорации.

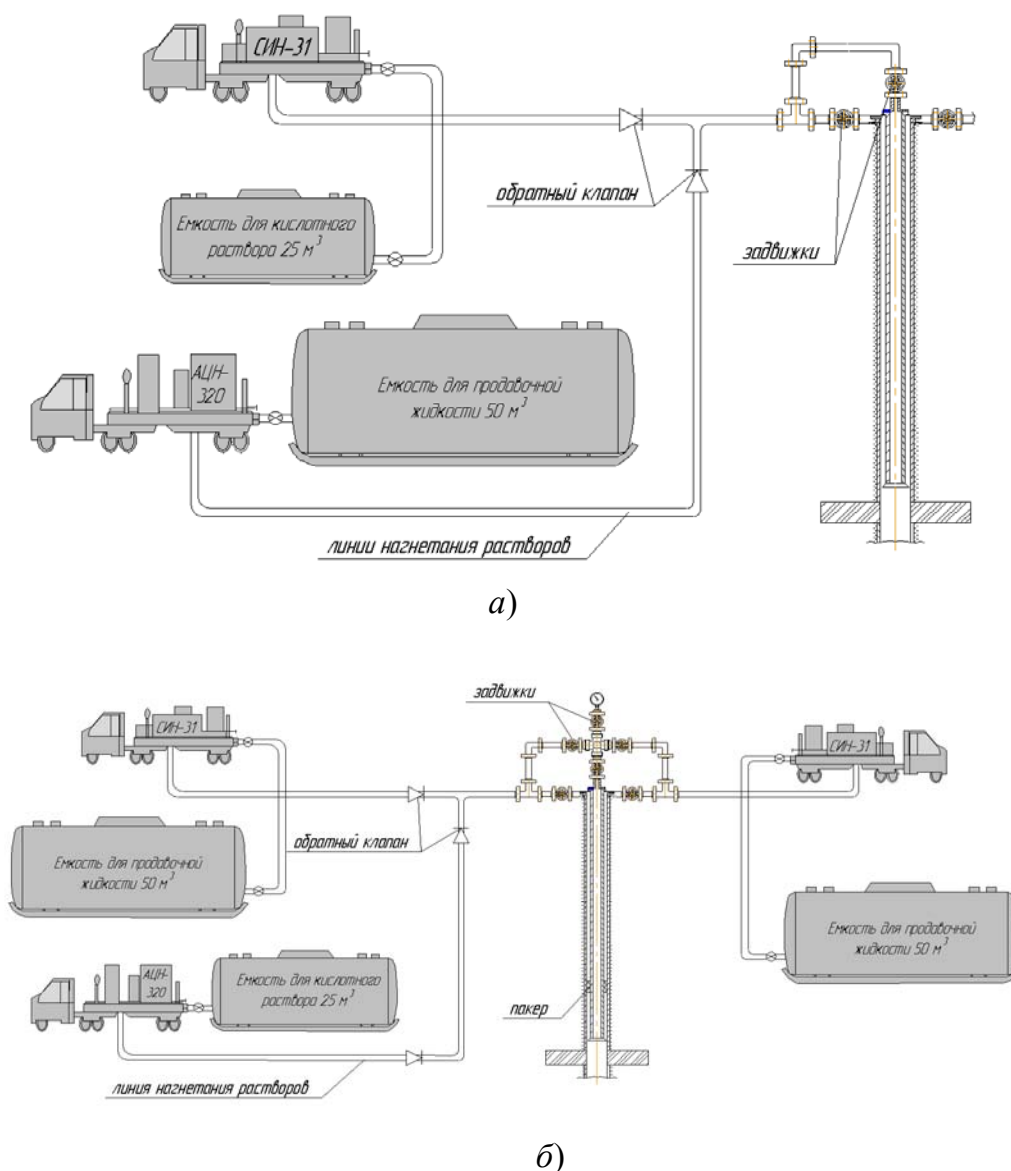


Рис. 2.3. Схема обвязки оборудования с устьем скважины при проведении кислотной обработки пласта:  
а – по схеме без пакера; б – по схеме с пакером

При выполнении кислотной обработки с пакером устье скважины следует оборудовать превентором или герметизирующей головкой с рабочим давлением не ниже давления опрессовки эксплуатационной колонны. После спуска инструмента в скважину выполняют следующие операции. Если в компоновку включен пакер с опорой на забой, то необходимо нащупать забой и приподнять инструмент на 2–3 м над забоем. Если в компоновку включен пакер с опорой на колонну (с якорем), то его необходимо приподнять на 0,5–1,0 м выше места установки. Наворачиваем на НКТ и открываем кран высокого давления. При открытом затрубном пространстве и кране высокого давления в НКТ закачивают кислотный раствор, объем которого равен объему НКТ и затрубного пространства в интервале перфорации. Закрывают кран высокого давления и запакеруются, разгрузив на пакер требуемое количество веса инструмента. На пакер в затрубном пространстве создают противодействие величиной 5,0–10,0 МПа. Величину противодействия на пакер выбирают с учетом максимального ожидаемого давления продавки кислоты в пласт. В случае если давление продавки превышает предельно допустимое, при работе с противодействием на пакер, для удержания пакера от перемещения вверх дополнительно следует применять гидравлический якорь. Открыв кран высокого давления, в НКТ закачивают оставшийся объем кислотного раствора и продавливают его продавочной жидкостью в объеме НКТ и затрубного пространства в интервале перфорации. Закачка и продавка кислоты в пласт должна проводиться с максимально возможной скоростью. После продавки кислотного раствора в пласт и выдержки его на реакции необходимо свабированием или компрессионированием, или иным методом оперативно извлечь продукты реакции, а для нагнетательных скважин провести глубокую продавку кислотного раствора в пласт технической или пластовой водой.

### **Многообъемная кислотная обработка**

Многообъемные кислотные обработки проводятся на скважинах для глубоко проникающего воздействия на ОЗС, как правило, после ранее выполненных простых КО. Технология выполнения многообъемной КО аналогична технологии простой КО. Основное отличие заключается в объемах закачиваемого в пласт кислотного состава, который должен обеспечивать глубокое воздействие на пласт. Для снижения скорости реакции кислоты с породой в кислотные составы вводят замедлители реакции. При выполнении многообъемных КО в пласт

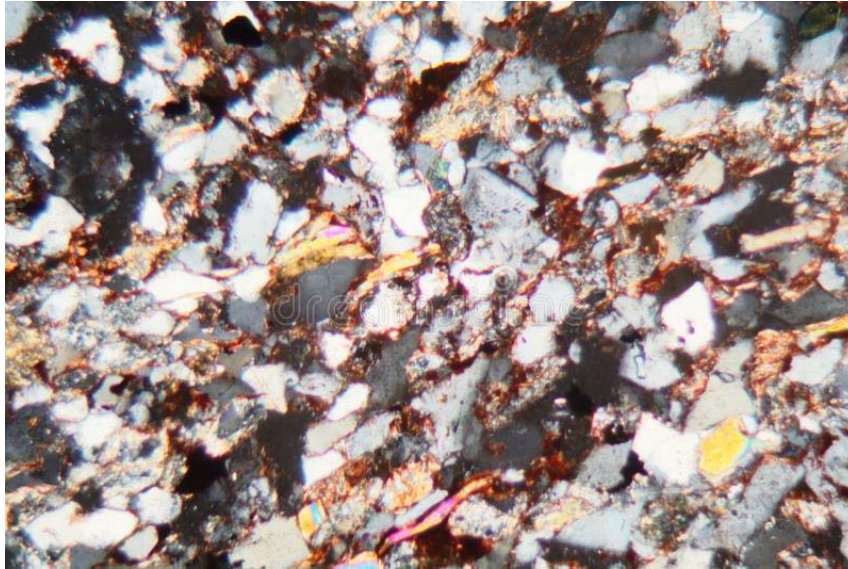
следует закачивать не менее  $2,5 \text{ м}^3$  кислотного состава на 1 пог. м перфорированной толщины пласта. Для снижения скорости реакции кислоты с карбонатной породой и увеличения глубины обработки многообъемные КО предпочтительнее проводить с использованием в качестве основы кислот, скорость реакции которых с породой значительно ниже, чем у соляной кислоты, например уксусной, муравьиной, лимонной, смеси органических кислот и спиртов. Одним из вариантов многообъемных КО являются комплексные обработки, когда для обработки удаленных зон в ОЗС в скважину закачивают кислотные составы с низкой скоростью реакции с породой, а затем их продавливают вглубь растворами соляной кислоты. Период реагирования кислотных составов при многообъемных КО должен составлять не менее 4–6 часов.

## **2.2. Технологии кислотных обработок терригенных коллекторов**

Особенностью терригенных коллекторов является малое содержание в них карбонатов, как правило, до 1–5 % по массе. Основной объем породы представлен силикатами (кварц, полевые шпаты) и глинистыми минералами (каолиниты, хлориты, слюды и другие включения). Основной целью обработки терригенных коллекторов кислотой является в первую очередь растворение загрязняющих поровое пространство и снижающих его проницаемость материалов.

Структура строения песчаника представлена на рис. 2.4 [52]. Каркас породы, как правило, состоит из песка (обломки кварца и полевых шпатов). Отложения в порах являются вторичными минералами, которые служат цементирующим материалом для зерен песка.

Единственным реагентом, растворяющим силикатные материалы песчаника, является фтористоводородная кислота (HF). Поэтому все рецептуры кислотных композиций, используемые при кислотных обработках терригенных коллекторов, включают HF. Наиболее часто используется такая кислотная система, как грязевая кислота или глинокислота, представляющая собой смесь соляной и плавиковой кислот в различных соотношениях. Эти смеси готовятся или разбавлением исходных компонентов (HCl и HF), или реакцией бифторида аммония с соляной кислотой.

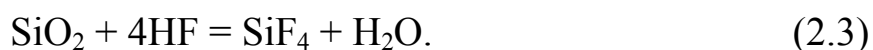


*Рис. 2.4.* Структура песчаника

Реальная растворимость минералов, входящих в состав терригенных коллекторов, определяется их расположением в структуре пород-коллекторов. Так как растворяется только контактирующая с кислотной композицией поверхность минералов, то наиболее реакционно-активными являются минералы, имеющие большую площадь контакта [52]. Кроме того, важным фактором является реакционная активность минералов. Наибольшей реакционной активностью обладают кальцийсодержащие минералы (карбонаты) и глины. Они реагируют с соляной и фтористоводородной кислотами значительно быстрее по сравнению с силикатами (полевым шпатом и кварцем). При взаимодействии карбонатных включений терригенного коллектора с фтористоводородной кислотой образуется фторид кальция ( $\text{CaF}_2$ ), который плохо растворим в воде, и выпадает в осадок. Поэтому при наличии в цементе терригенного коллектора карбонатов необходима предварительная обработка его соляной кислотой с целью их растворения и удаления [53].

Плавиковая кислота, при растворении силикатов, образует многочисленные продукты реакции, которые по мере ее нейтрализации (повышения pH раствора) могут выпадать в качестве нерастворимых или малорастворимых осадков, коагулируя каналы фильтрации пласта [54]. Применение соляной кислоты в смеси с фтористоводородной помогает поддерживать pH кислотного раствора в нужном пределе и избежать получения нерастворимых компонентов.

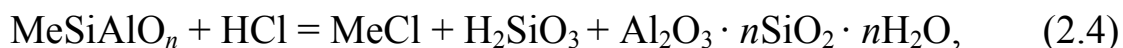
Реакция плавиковой кислоты с кварцем описывается следующим уравнением реакции:



Образовавшийся тетрафторид кремния  $\text{SiF}_4$  может также реагировать с  $\text{HF}$ , бесполезно расходуя кислоту. При этом образуется гексафторкремниевая кислота  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  [54]. Гексафторид кремния  $\text{SiF}_6^{2-}$  взаимодействует с водой, образуя коллоидный гидроксид кремния  $\text{Si}(\text{OH})_4$ , который в нейтральной среде выпадает в осадок в виде студенистого геля.

Плавиновая кислота также растворяет алюмосиликаты – полевые шпаты и глинистые минералы. Характер поведения алюмосиликатов при взаимодействии с водными растворами сильных кислот в значительной мере определяется соотношением кремния к алюминию в кислотных тетраэдрах [54], [55]. Алюмосиликаты с отношением  $\text{Si}/\text{Al} < 0,5$  обычно растворяются с образованием кремниевого тела. Высококремнистые алюмосиликаты с отношением  $\text{Si}/\text{Al} > 1,5$  при растворении кислотой образуют осадок кристаллического кремнезема. При этом чем ниже отношение  $\text{Si}/\text{Al}$ , тем более кислотоустойчивы алюмосиликаты.

Поскольку используемая для воздействия на терригенные пласты глинокислота содержит соляную кислоту, то важно понимать и особенности ее взаимодействия с компонентами породы. В результате взаимодействия соляной кислоты с алюмосиликатами, такими как полевые шпаты, хлориты, глинистые минералы и цеолиты, реакция имеет следующий вид [56]:



где  $\text{Me}$  – ион металла;  $\text{H}_2\text{SiO}_3$  – гель кремниевой кислоты;  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot n\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$  – гидрогель с переменным соотношением окислов алюминия, кремния и молекул воды.

Таким образом, в результате вышеописанной реакции соляной кислоты с алюмосиликатами образуется смесь, состоящая из раствора хлористого металла, геля кремнекислоты и глиноземисто-кремнистого гидрогеля. Аналогично взаимодействуют с кислотой и другие силикаты [56], например, полевые шпаты, хлориты. Магнезиально-железистые и железистые разновидности хлоритов сравнительно легко разлагаются в  $\text{HCl}$ , образуя желатинообразную массу с выделением  $\text{SiO}_2$ . Ограниченная стабильность алюмосиликатов в кислой среде связана со сравнительно легким вымыванием алюминия, почти целиком находящегося на поверхности каркаса в форме  $\text{Al}(\text{OH})_3$  и поэтому уже при  $\text{pH} = 4$  растворяющегося даже в слабом растворе соляной кислоты.

Оптимальное значение рН, при котором осаждается максимальное количество коллоидного  $\text{SiO}_2$  составляет 4,0–4,5 единиц. Чаще всего отработанные в скважине кислотные растворы имеют именно такое значение рН. Как показывают опыты, твердый коллоид образуется при концентрации алюмосиликатов около 30 % [56]. Это приводит к кольматации фильтрационных каналов коллектора хлопьевидными сгустками коллоидного кремнезема. Для исключения этого необходимо обеспечивать рН раствора не выше 4,0 ед. С целью замедления описанных процессов и поддержания рН растворов в необходимых пределах в кислотные композиции вводят уксусную кислоту  $\text{CH}_3\text{COOH}$  [57].

Важным моментом при обработке кислотными составами терригенных коллекторов является обеспечение полного удаления из ОЗС продуктов реакции кислотных составов с породой. Для снижения водонасыщенности пород-коллекторов и увеличения фазовой проницаемости для нефти [58] предлагается выполнять обработку ОЗС многофункциональными композициями химических гидрофобизирующих реагентов. Оценка гидрофобизирующих свойств различных растворителей производится по следующим показателям:

1) средней скорости самопроизвольного капиллярного впитывания воды – чем ниже средняя скорость впитывания воды, тем выше водоизолирующие свойства исследуемого состава;

2) по наличию в составе растворителя ароматических углеводородов, производных бензола, обуславливающих гидрофобизирующие свойства реагента;

3) наличие более развитого алкильного радикала в составе ароматических углеводородов, который обуславливает более выраженное водоизолирующее действие растворителя, возрастающее в следующей последовательности: бензол – толуольная фракция – нефраз Аг-120/200 – нефраз Аг-150/300, согласно возрастанию (разветвлению) алкильных радикалов в данных реагентах, при этом гидрофобизирующее действие ароматических растворителей снижается в той же последовательности [58].

Для интенсификации притока в низкопроницаемых терригенных коллекторах с целью исключения вторичных осадкообразований и водной блокады [59] предложена рецептура композиции, включающая 15%-й  $\text{HCl}$  + 5 % изопропилового спирта (ИПС) + 1 % лимонной кислоты.

Для проведения эффективных КО в низкопроницаемых терригенных коллекторах сложного строения [60] предложен состав, включаю-

щий 4%-й HCl + 6 % HCOOH (муравьиной кислоты) + 1 % нефтенола ВВД + 5 % глюконата натрия (стабилизатора желе-за) + 0,01 % ИКУ-118 (ингибитора коррозии). Состав обладает высокой проникающей способностью в низкопроницаемый пласт, обеспечивает легкое извлечение продуктов реакции при освоении, отсутствие осадкообразования в процессе реакции кислоты с минералами пласта-коллектора и на всех этапах движения кислоты в ходе операции имеет низкую коррозионную активность, совместим с пластовыми флюидами.

Для высокотемпературных пластов (с температурой выше 100 °С) разработан состав, обеспечивающий максимальное снижение негативных факторов, которые могут приводить к снижению производительности скважин после интенсификации притока. Этот состав включает [61]: галоидоводородную кислоту, ПАВ, растворитель, комплексообразователь, уксусную или лимонную, или борную, или муравьиную, или хлоруксусную, или алкилбензосульфокислоту, а в качестве растворителя – воду. Органические кислоты в качестве сокомпонентов кислотной композиции придают ему свойства, позволяющие использовать реагент при высоких температурах пласта от 105 до 120 °С. Они менее коррозионно активны, обладают более замедленной скоростью реакции с породой пласта, проявляют свойства хорошего комплексообразователя соединений железа ( $Fe^{3+}$ ) и вторичных осадков. За счет низкого значения рН и сильных восстановительных свойств органическая кислотная система является эффективным растворителем минералов породы-коллектора и его колматантов. Кроме того, предложенная композиция на основе органических кислот проявляет минимальную тенденцию к образованию нефтекислотных эмульсий.

Для низкопроницаемых терригенных коллекторов с высокой карбонатностью предложен состав, позволяющий снизить опасность образования вторичных осадков, обладающий замедленной скоростью реакции с породой при повышенной пластовой температуре, низким межфазным натяжением на границе с углеводородной фазой, низкой скоростью коррозии [62]. Состав включает следующие компоненты: алкилбензолсульфокислота; препарат ОС-20; хлорсодержащий реагент – хлорид аммония; 24%-я ингибированная соляная кислота; метанол; сивушное масло; уксусная кислота; лимонная кислота; ингибитор коррозии «ИКУ-118»; пресная вода.

Приведенный обзор показывает, что интенсифицирующее воздействие на терригенные пласты протекает значительно сложнее по сравнению с карбонатными пластами. Для обеспечения восстановле-

ния проницаемости закольматированных терригенных коллекторов кислотные системы для интенсификации притока должны обеспечивать:

- замедление реагирования плавиковой кислоты до достижения достаточного проникновения кислоты в пласт, особенно в высокотемпературных скважинах;

- предотвращение осадкообразования при реакциях кислотных композиций с породой;

- предотвращение разрушения обрабатываемой зоны пласта в очень чувствительных породах;

- обеспечение стабилизации нерастворившихся микрочастиц породы, которые могут стать причиной нового загрязнения каналов фильтрации;

- полное извлечение продуктов реакции кислоты с породой;

- максимальную фазовую проницаемость для углеводородов.

Обработка ОЗС состоит в удалении загрязнений, которые снижают продуктивность скважины. Следовательно, важно знать степень и тип загрязнения, местоположение его и природу. Загрязнение характеризуется двумя важными параметрами: составом и расположением. Эти параметры определяют выбор характеристик и рецептуры обрабатывающей жидкости, технологию выполнения обработки. Расположение загрязнений важно потому, что обрабатывающая композиция контактирует со многими веществами (например, ржавчиной в трубах, карбонатами) до ее реакции с загрязнением. Она должна быть еще эффективной, когда достигнет площади загрязнения, так как кроме загрязнения воздействует и на окружающее загрязненное поровое пространство породы.

Важный фактор – совместимость обрабатывающей жидкости с породой. Совместимость подразумевает, что проницаемость не уменьшится после воздействия на пласт-коллектор интенсифицирующей жидкостью. Эта концепция совместимости важна особенно для заглинизированных песчаников, где может произойти много загрязняющих реакций, описанных выше.

Для выполнения интенсифицирующих обработок терригенных коллекторов необходимо иметь следующее основное оборудование [63]:

- насосно-компрессорные трубы;

- насосные агрегаты;

- малогабаритный превентор или планшайбу;

- пакер;



- кран высокого давления
- технологические емкости.

Перед обработкой устье скважины должно быть оборудовано согласно проекту на ее строительство. Фонтанная арматура должна обеспечивать проведение работ при максимальном ожидаемом рабочем давлении. В противном случае на устье скважины вместо фонтанной арматуры необходимо устанавливать малогабаритный превентор или планшайбу. Основные типы насосных агрегатов, с помощью которых выполняются обработки: СИН-31, УНБА1-160×31, АЦН-320.

Малогабаритный превентор или планшайбу применяют при выполнении технологических операций с пакерами. Пакеры необходимы при выполнении комплексного воздействия на пласт, при обработках низкопроницаемых пластов с высокими давлениями нагнетания химреагентов, при отдельно направленном воздействии на отдельные интервалы пласта для отсечения объекта воздействия от остальной части пласта.

Кран высокого давления предназначен для перекрытия НКТ на устье скважины после закачки в них химреагентов перед посадкой пакера.

Технологические емкости необходимы для перевозки, накопления и приготовления рабочих жидкостей и кислотных составов. Для перевозки кислотных растворов используют кислотовозы, имеющие гуммированную резиной цистерну из двух отсеков емкостью 2,7 и 5,3 м<sup>3</sup> и дополнительную емкость на прицепе с двумя отсеками по 3 м<sup>3</sup> каждый. Для транспортировки других жидкостей используют автоцистерны. Для накопления и приготовления на устье скважины рабочих растворов используют, как правило, емкости объемом до 50 м<sup>3</sup>, устанавливаемые на санях из труб или тележках.

Кислотная обработка терригенного продуктивного пласта включает четыре основных этапа:

- подготовка скважины к обработке – очистка забоя от грязи и песчаной пробки, а также поверхности ствола скважины от грязи, асфальтосмолопарафиновых отложений, окалины, промывка ствола скважины;
- закачка растворов преднагнетания;
- закачка глинокислотного состава и его продавка в пласт;
- удаление продуктов реакции из пласта.

На этапе преднагнетания в пласт закачивают – из расчета на 1 м перфорации – 0,5–1,0 м<sup>3</sup> солянокислотного раствора, содержащего 10–18%-ю HCl с добавлением в нее ингибитора коррозии, ПАВ,

до 3–5 % слабых кислот (уксусной, лимонной). Роль этого этапа заключается в растворении известковых включений и предотвращении их последующего взаимодействия с HF, а также в оттеснении пластовой воды, содержащей ионы кальция из зоны обработки, чтобы они не вступали в контакт с HF и не образовала нерастворимые и гелеобразные соединения. Далее в пласт закачивают без паузы 0,3–0,4 м<sup>3</sup> глинокислотного состава на 1 метр перфорации. В ходе второго этапа происходит реакция HF с глинами, песчаниками, буровым раствором и фильтратом цементного раствора, улучшающая проницаемость околоствольной зоны пласта. HCl, как компонент глинокислотной смеси, реагирует лишь частично, служит для сохранения (поддержания) pH кислотности раствора ниже 4 и препятствует отложению в порах пласта нерастворимых и гелеобразных продуктов реакции фтороводородной кислоты с алюмосиликатами.

На этапе продавки в скважину, без паузы, после глинокислотного состава, закачивают расчетный объем, предусмотренный планом работ, продавочной жидкости (технической воды или нефти) в объеме, равном внутреннему объему НКТ. В скважинах с низкими пластовыми давлениями продавку предпочтительнее выполнять нефтью.

### **2.3. Направленные кислотные обработки и область их применения**

Направленные кислотные обработки предназначены для увеличения проницаемости (продуктивности) в ОЗС пропластков с пониженной проницаемостью в условиях неоднородного разреза для выравнивания профиля притока, особенно при проведении второй и последующих интенсифицирующих обработок. Это связано с тем, что низкопроницаемые разности пород-коллекторов требуют для поступления в них кислотных растворов более высоких перепадов давления между скважиной и пластом. Существует несколько видов технологий направленного воздействия на ОЗС. Для адресного направленного воздействия на низкопроницаемые зоны применяются поинтервально направленные кислотные обработки с пакерными системами. Для безадресного направленного воздействия применяются технологии с предварительным блокированием высокопроницаемых зон высоковязкими системами с последующей обработкой низкопроницаемых зон кислотными составами или самоотклоняющиеся кислотные композиции.

**Поинтервально-направленное кислотное воздействие** осуществляется путем отсечения неоднородных по проницаемости интервалов друг от друга пакерами. При этом каждый из интервалов должен быть вскрыт отдельными интервалами перфорации, между которыми имеется не перфорированная эксплуатационная колонна (площадка для установления пакера). Схема адресного поинтервального кислотного воздействия приведена на рис. 2.5.

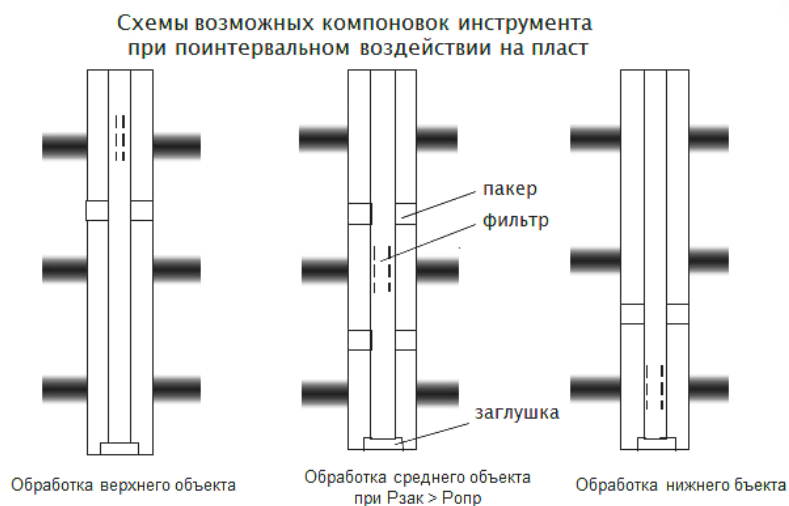


Рис. 2.5. Схема адресного кислотного воздействия на пласт

На рис. 2.5 изображен объект разработки, представленный тремя пропластками, каждый из которых вскрыт отдельным интервалом перфорации. Для обработки верхнего интервала в скважину спускают на НКТ с заглушенным башмаком пакер. Над пакером в НКТ в интервале перфорации первого пласта устанавливают фильтр. После спуска компоновки инструмента в скважину пакер устанавливают между верхним и нижними пропластками так, чтобы фильтр располагался напротив пласта, требующего кислотного воздействия. Дальнейшая процедура обработки соответствуют вышеописанным (см. параграфы 2.1, 2.2) схемам параграфы.

Если обработки кислотой требует средний пропласток, в скважину спускают компоновку НКТ с двумя пакерами, между которыми размещен фильтр. Пакера устанавливают так, чтобы отсечь от среднего пропластка верхний и нижний. При необходимости проводить воздействие на нижний пропласток фильтр размещается над заглушкой на башмаке НКТ, под пакером, а пакером отсекаются верхние два пропластка.

Если интенсифицирующей обработки требуют все три интервала продуктивного пласта, тогда применяется схема воздействия, приведенная на рис. 2.6. Особенностью этой схемы является следующее. Для каждого из пропластков, в зависимости от его геолого-геофизических особенностей и степени кольтации пласта в ОЗС, планируются свои объемы и рецептуры кислотного раствора. С целью снижения продолжительности цикла воздействия в скважину на НКТ спускают компоновку инструмента, включающую заглушку низа НКТ, два пакера и три фильтра. Компоновку рассчитывают таким образом, чтобы пакера размещались при их установке между пропластками, а фильтры находились напротив интервалов перфорации. Причем, средний и верхний фильтры перекрываются сдвигаемой втулкой, которая внизу имеет седло для посадки шара, а нижний и средний фильтры имеют седла для посадки сдвигаемой втулки. Втулка, перекрывающая средний фильтр, имеет седло под шар меньшего диаметра, а втулка, перекрывающая верхний фильтр, имеет седло под шар большего диаметра.

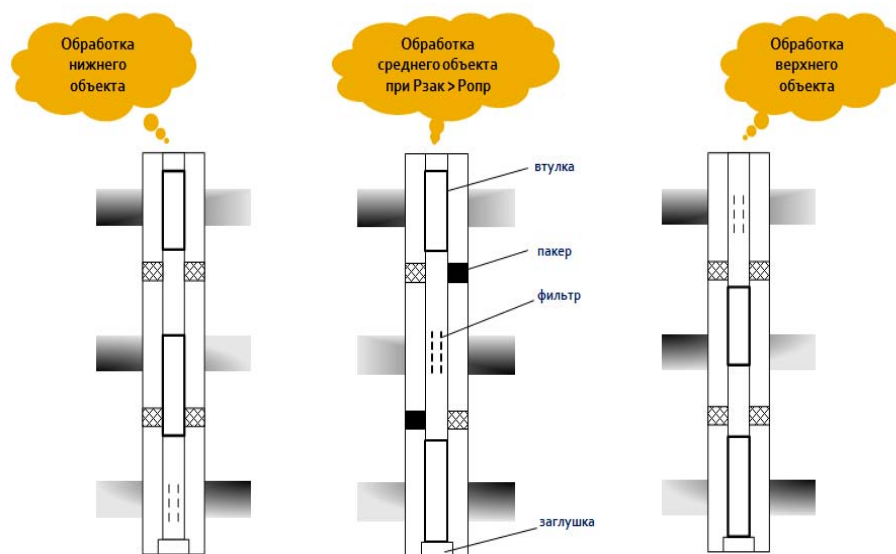


Рис. 2.6. Схема адресного кислотного воздействия на пласт

После спуска и посадки пакеров кислотным составом обрабатывают нижний пропласток. По окончании обработки в НКТ бросают шар, который садится в седло втулки, перекрывающей средний фильтр. Создав в НКТ давление, втулку сдвигают вниз. Она открывает средний фильтр и перекрывает нижний. После кислотной обработки среднего пропластка аналогично сдвигают втулку, перекрываю-

щую верхний фильтр и затем проводят воздействие на верхний пропласток.

Как правило, большинство неоднородных объектов разработки вскрываются единым интервалом перфорации. В этих случаях описанная схема воздействия на пласт не даст ожидаемых результатов. Для таких объектов кислотные обработки необходимо проводить по технологиям безадресного селективно-направленного воздействия с предварительным блокированием высокопроницаемых зон высоковязкими системами с последующей обработкой низкопроницаемых зон кислотными составами или с применением самоотклоняющихся кислотных композиций.

Сущность технологии селективно-направленной кислотной обработки сводится к последовательному проведению сначала работ по ограничению приемистости высокопроницаемых интервалов, а затем увеличению продуктивности низкопроницаемых толщин. Задача может решаться путем временной механической блокировки наиболее проницаемых участков (применение уплотняющих шариков) либо химическими методами. Химические методы являются универсальными (за исключением методов с применением твердофазных частиц) и, по сути, единственно способными регулировать процессы, происходящие в ОЗС. Широкое распространение в настоящее время получили следующие химические методы: загеливающие системы на основе полимеров, технология закачки кислоты с использованием «пачек-отклонителей» как на полимерной, так и на эмульсионной основе, кислотные эмульсии, пенокислотные обработки, самоотклоняющиеся кислотные составы на основе вязкоупругих ПАВ.

*Схема селективно-направленного кислотного воздействия* на пласт представлена на рис. 2.7. На рис. 2.7, а отображен профиль потока, неоднородного по фильтрационным свойствам пласта, представленного шестью пропластками, среди которых пропластки 2 и 5 имеют повышенные и примерно равные значения по проницаемости (продуктивности):

$$K_2 \sim K_5 \gg K_1, K_3, K_4, K_6. \quad (2.5)$$

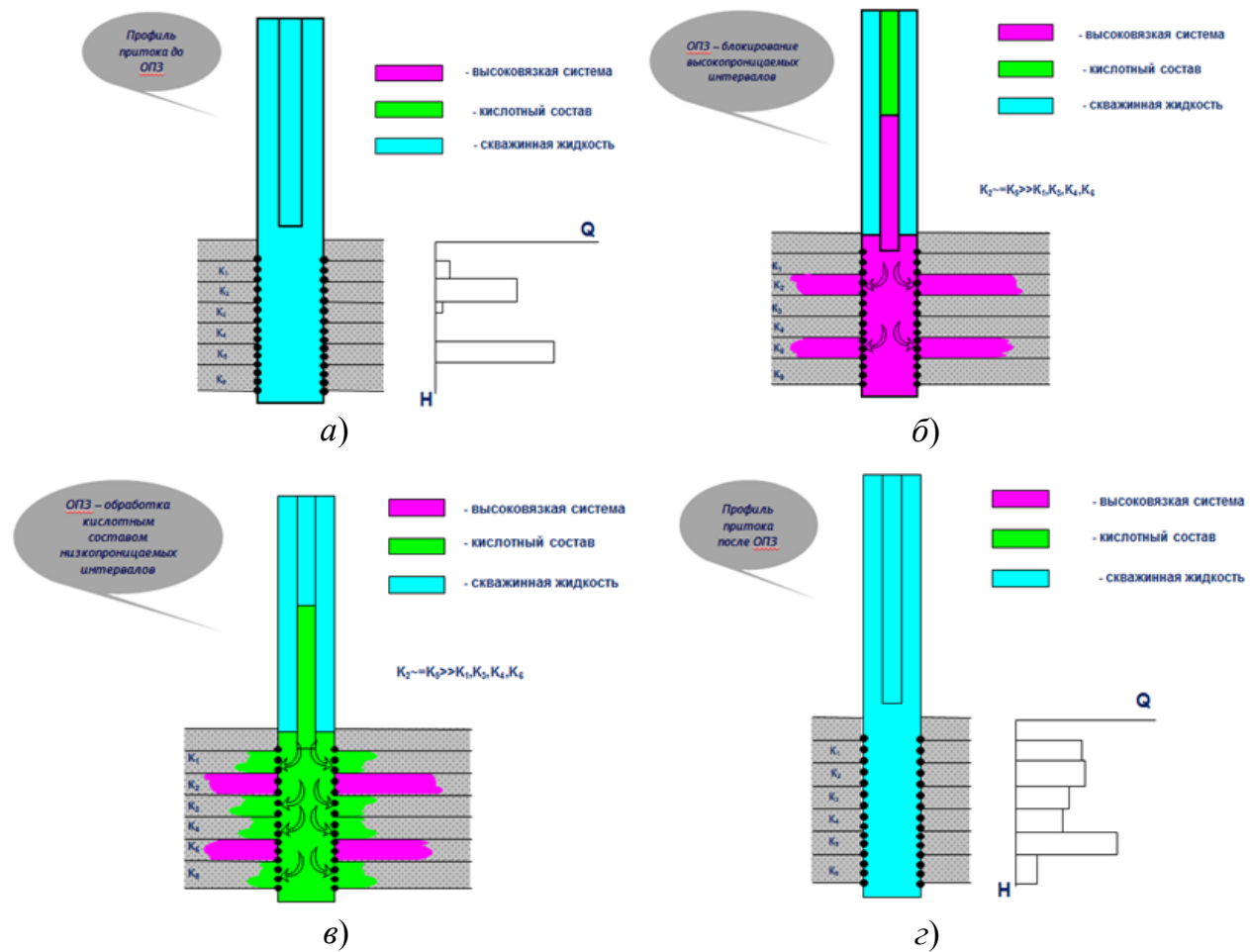


Рис. 2.7. Схема селективно-направленного кислотного воздействия на пласт: а – профиль притока до ОПЗ; б – блокирование высокопроницаемых интервалов; в – обработка низкопроницаемых интервалов; г – профиль притока после ОПЗ

При проведении кислотной обработки по стандартной технологии, изложенной в параграфах 2.1 и 2.2, кислота уйдет в пропластки 2 и 5, увеличив их и без того высокую проницаемость, так как гидравлические сопротивления поступлению кислоты в эти пропластки минимальны. Снижение приемистости высокопроницаемых интервалов 2 и 5 обеспечивается предварительной закачкой в них высоковязких систем (рис. 2.7, б): водонефтяных или нефтекислотных эмульсий, гелированных кислотных составов, полимерных композиций. Увеличение продуктивности низкопроницаемых интервалов обеспечивается обработкой их кислотными составами после блокирования высокопроницаемых зон высоковязкими системами и увеличения давления нагнетания до давлений, при которых кислотные составы могут поступать в низкопроницаемые зоны (рис. 2.7, в).

Высоковязкие системы, применяемые для ограничения приемистости высокопроницаемых интервалов, должны иметь достаточную вязкость и быть стабильны в термобарических условиях пласта. Наиболее широко при этом применяются нефтекислотные или водонефтяные эмульсии. При закачке эмульсий в пласт происходит рост давления закачки на агрегатах.

Объем эмульсии выбирают из расчета 1–5 м<sup>3</sup> на 1 пог. м перфорированной толщины. Максимальные объемы эмульсии выбирают для интервалов, на которых выполнено более трех КО, а давление закачки кислоты, при последней СКО, составляло менее 5,0 МПа.

Обвязка оборудования на устье скважины, при выполнении направленных кислотных обработок, приведена на рис. 2.8. Технологический процесс установки НКТ, заполнения их составами и закачки составов в пласт аналогичен технологическому процессу простой СКО. Основное требование к технологическому процессу – его непрерывность. После закачки объема эмульсии без остановки следует закачивать весь объем кислотного раствора. Если при закачке эмульсии достигается предельно допустимое рабочее давление на агрегатах, то для его снижения следует закачать некоторый объем чистого кислотного раствора. После снижения давления закачки ниже предельно допустимого на 4–5 МПа продолжают закачивать остальной объем эмульсии, а затем кислотного раствора.

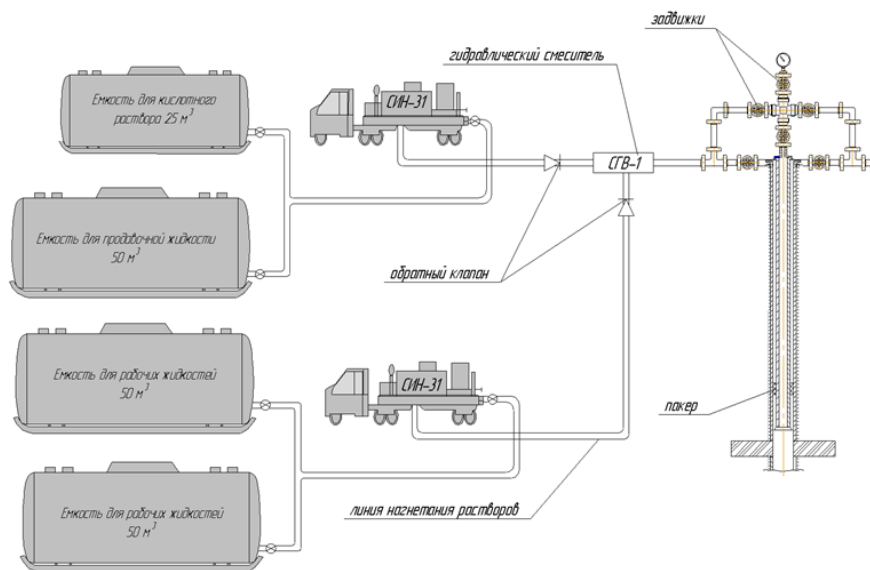


Рис. 2.8. Схема обвязки оборудования с устьем скважины при направленной кислотной обработке

Закачку кислотного раствора следует проводить при максимально возможном расходе и максимально возможном давлении на устье. Период реагирования кислотных составов с породой при направленных кислотных обработках достигает 4–5 часов. Он определяется применяемой рецептурой кислотной композиции, свойствами блокирующего состава, обеспечивающего селективность обработки, минералогическим составом пород-коллекторов. После запуска скважин в эксплуатацию, как правило, профиль притока пластового флюида в скважину значительно расширяется, как показано на рис. 2.7, з. В работу подключаются низкопроницаемые разности пород-коллекторов.

Нефтекислотную эмульсию (НКЭ) приготавливают прокачкой смеси 10–12%-го раствора HCl и нефти насосом из одной емкости в другую через тройник либо гидродинамический смеситель. К нефтям необходимо добавлять присадки с эмульгирующими свойствами (ПАВ-эмульгаторы), например, АБР, Нефтенол НЗ и др. В некоторых случаях рекомендуется добавлять амины, диаминдиолеат и другие вещества.

Нефтекислотная эмульсия обычно составляется из 50–70 % по объему раствора HCl и 30–50 % нефти. В зависимости от способа, времени перемешивания и соотношения фаз можно получить эмульсии различной вязкости вплоть до 10 Па · с. При продолжительном активном перемешивании (длительное время, высокая скорость) достигается большая дисперсность эмульсии и увеличение ее вязкости.



От качества полученной НКЭ значительно зависит эффективность проведенной направленной обработки. Основными параметрами, характеризующими показатель ее качества, являются: вязкость, плотность, дисперсность, электростабильность. С целью получения НКЭ, наиболее полно отвечающих требованиям обеспечения селективности обработки, разработан кавитационный вихревой смеситель, в основе которого лежит работа центробежных форсунок с тангенциальными входными отверстиями. Применение данного смесителя в промышленных условиях позволило получить эмульсии с размерами частиц дисперсной фазы до 10 мкм и равномерной структурой. Высокая степень дисперсности НКЭ, приготовленных при помощи кавитационного смесителя, достигается за счет пульсаций давления вследствие кавитации.

Объемы нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки в проницаемые прослойки определяются объемом пор пласта в пределах предполагаемого радиуса закачки  $R$ , толщиной проницаемых прослоев  $h$  и их пористостью  $m$ . Обычно на 1 м толщины высокопроницаемого прослоя необходимо 1,5–2,5 м<sup>3</sup> эмульсии. Рабочий раствор кислоты закачивается в тех же объемах, что и при простых КО. Эмульсия в объеме НКТ и подпакерного пространства закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере. Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии. После эмульсии закачивается рабочий раствор HCl, объемом, равным внутреннему объему НКТ, при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления, достаточного для поступления кислоты в низкопроницаемые или закольматированные прослойки. После рабочего раствора HCl, без снижения скорости закачки, закачивается продавочная жидкость объемом, равным объему НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации кислоты такое же, как и при простых СКО. По окончании периода реакции продукты реакции обрабатываются из пласта, пакер с якорем и НКТ извлекаются и скважина запускается в эксплуатацию.

**Самоотклоняющиеся кислотные системы (СКС)** – это наиболее перспективное, современное направление направленного интенсифицирующего воздействия на ОЗС. Снижение фильтрации кислотных составов (КС) в высокопроницаемые пропластки, отклонение их в низкопроницаемые обеспечивается применением специальных ПАВ, спо-

способных влиять на скорость взаимодействия КС с породой в условиях различной смачиваемости [55], [59].

Наиболее целесообразным и эффективным является использование в качестве отклонителей материалов, способных к изменению своих свойств (в первую очередь реологических) непосредственно в процессе СКО и обеспечивающих определенную управляемость кислотного воздействия на пласт. Примером подобных материалов являются специфические ПАВ, на основе которых созданы технологии КО с применением самоотклоняющихся кислотных систем. В основе действия таких систем лежит способность ПАВ образовывать вязкоупругий гель при взаимодействии кислоты с карбонатной породой. Образовавшийся гель создает эффективное локальное отклонение новых порций КС к ранее необработанным участкам пласта. При контакте с углеводородами вязкоупругий гель разрушается и легко выносится из скважины при освоении [64]. Применение СКС обеспечивает равномерную интенсификацию всего продуктивного интервала нефтяного пласта в процессе обработки и низкую степень его загрязнения. По сравнению с обычной кислотной стимуляцией с вязким отклонителем КО с применением СКС требует меньшее число стадий и меньший суммарный объем закачки КС, так как СКС обеспечивает одновременно кислотную стимуляцию и отклонение.

Технология КО с применением СКС на нефтяных месторождениях Припятского прогиба впервые была опробована с применением кислотных композиций на основе реагента Катол-40 производства ГК «МИРРИКО» (г. Казань). Данный реагент показал себя как наиболее эффективный в геолого-физических условиях белорусских месторождений (трещиноватые карбонатные коллекторы с различной проницаемостью пород, высокие температуры, высокая минерализация пластовых вод, поздняя стадия разработки с применением поддержания пластового давления закачкой воды).

В результате лабораторных исследований установлено [65], что реагент Катол-40 полностью совместим с пластовыми флюидами белорусских нефтяных месторождений. Способность СКС, полученных с применением реагента Катол-40, набирать вязкость при контакте с пластовыми высокоминерализованными водами и при этом значительно терять вязкость при контакте с нефтью указывает на селективность воздействия СКС, с образованием отклоняющего материала преимущественно в высокопромытых обводненных каналах, что должно способствовать повышению эффективности проводимых работ.

Исходя из полученных результатов исследований, реологических свойств состава, кинетики растворения породы, а также достигаемых технико-экономических преимуществ, в качестве критериев применения КО по технологии СКС выбраны следующие:

- карбонатные коллекторы с проницаемостью свыше 5 мД;
- температура пласта – до 80 °С;
- обводненность добываемой продукции – до 90 %;
- расчлененный и послойно-неоднородный коллектор с возможным наличием неработающих зон и пропластков.

Технологическую схему воздействия предложено осуществлять двумя способами [65]:

- порционной последовательной закачкой в пласт расчетного объема СКС и 15%-го раствора HCl с ПАВ, приготовленных по традиционной рецептуре;
- закачкой только СКС и продавкой его в пласт рабочей жидкостью.

Первый вариант рекомендовался для среднепроницаемых нефтяных пластов с умеренно высокой степенью обводненности (до 70 %) и послойной неоднородности. Вторым предпочтителен для продуктивных пластов с ярко выраженными высокопроницаемыми участками и обводненностью добываемой продукции 70–80 %, где на начальном этапе рекомендуется закачку СКС вести с повышенной концентрацией от 7 до 10 % и не менее трети от общего расчетного объема.

Следует отметить, что реализация технологии не требует каких-либо особых условий, как с точки зрения приготовления кислотной композиции, так и применения устьевого и подземного оборудования. Работы выполняются согласно типовым схемам проведения КО. При проектировании кислотного воздействия в качестве принципиальной схемы можно принять проведение КО с воронкой на башмаке НКТ, с последовательной закачкой в пласт СКС и КС на основе 12%-го HCl с ПАВ, приготовленного по традиционной рецептуре. Объем обработки определяется из расчета 1,5 м<sup>3</sup> СКС и 1 м<sup>3</sup> соляно-кислотного раствора на 1 метр эффективной вскрытой мощности пласта, соответственно [65]. Рабочий состав самоотклоняющейся кислотной композиции приготавливается на скважине непосредственно перед закачкой. Для этого используется стандартное нефтепромысловое оборудование, а именно агрегат ЦА-320 и кислотная емкость объемом 25 м<sup>3</sup>. Для приготовления кислотного раствора необходимо к расчетному

количеству пресной воды добавить заданный объем соляной кислоты и ПАВ, а полученный состав тщательно перемешать до полного растворения реагентов.

Перед проведением КО необходимо испытать скважину на приемистость, с целью определения потенциальных устьевых давлений и гидравлических сопротивлений, создаваемых СКС при гелировании в пласте. При этом необходимо предусмотреть остановки закачки на реагирование КС с породой в течение 20 минут ввиду того, что наибольшая вязкость СКС достигается при истощении кислоты до 60–70 %. Технологические остановки позволяют получить необходимую степень истощения КС.

Обработку пласта предпочтительнее выполнять в два этапа по следующей схеме [65]:

**I этап.** Испытание на приемистость:

- закачка в пласт 1–2 м<sup>3</sup> СКС с остановкой на реагирование;
- выдержка СКС на реагировании и гелировании;
- закачка в пласт 1,5–3,0 м<sup>3</sup> КС HCl с ПАВ и уксусной кислотой с остановкой на реагирование;
- испытание на приемистость закачкой в пласт технической воды с ПАВ в объеме до 3,0–3,5 м<sup>3</sup> для определения возникших гидравлических сопротивлений.

На первом этапе увеличение давления закачки при испытании на приемистость и снижение интенсивности динамики падения давления после остановки закачки будет свидетельствовать о создании барьера и перераспределении фильтрационных потоков в слабопроницаемую часть пласта.

**II этап.** Кислотная обработка: закачка в пласт оставшегося объема СКС и далее КС HCl с ПАВ и уксусной кислотой.

Анализ выполненного объема работ по рассматриваемой технологии на нефтяных залежах Припятского прогиба позволяет сделать следующие выводы [65]:

- применение СКС приводит к изменению профиля притока в текущих интервалах перфорации, снижению обводненности добываемой продукции и может служить эффективным методом интенсификации притока на объектах, эксплуатирующих расчлененные и по-слойно-неоднородные пласты-коллекторы, с наличием неработающих зон и пропластков;
- в качестве потенциальных объектов, соответствующих критериям применимости, с использованием СКС можно выделить сле-

дующие месторождения и залежи: межсолевые залежи Осташковичского, Южно-Осташковичского, Давыдовского месторождений; залежи IV и VIII пачек Речицкого месторождения, семилукско-саргаевская залежь Золотухинского месторождения, петрико-елецко-задонская залежь Южно-Сосновского месторождения, петрико-елецкая залежь Березинского месторождения.

## **2.4. Интенсификация добычи нефти двухфазными азотно-кислотными системами**

Технологию интенсификации добычи нефти двухфазными азотно-кислотными системами по своей сути можно рассматривать как технологию селективно-направленного кислотного воздействия. Эта технология является одной из разновидностей пенокислотных обработок пластов. Пенокислотные обработки имеют высокую эффективность на нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, сложенных трещинными, трещинно-поровыми и трещинно-кавернозными коллекторами, а также при обработке нефтяных пластов с высокой степенью неоднородности и расчлененности коллектора [66]. Перечисленным критериям соответствует значительная часть нефтяных месторождений Республики Беларусь.

В отличие от обычных кислотных обработок, пенокислотная обработка (ПКО) обеспечивает проникновение активной кислоты вглубь пласта на большие расстояния и значительно увеличивает воздействие на пласт по толщине. В результате этого увеличивается работающая мощность пласта, что повышает текущие дебиты нефти и газа, а также степень их извлечения из недр [67].

При проведении ПКО призабойных зон скважин (аэрированной кислотой с добавками ПАВ) существенно улучшается качество работ и значительно повышаются их технико-экономические показатели. Объясняется это следующим [68], [69]:

– в результате аэрации кислоты с ПАВ замедляется скорость растворения в ней карбонатов в связи с уменьшением поверхности контакта кислоты с породой за счет пузырьков газа, а также и со значительным ограничением диффузии свежих порций кислоты к местам ее контакта с породой за счет стабилизации аэрированной кислоты ПАВ;

– при добавлении к аэрированной кислоте ПАВ стабилизируется раствор кислоты, предотвращается коалесценция пузырьков газа при

их движении с кислотой по трубам и в пласте, обеспечивается снижение поверхностного натяжения на границе раздела «нефть – нейтрализованная кислота»;

– малая плотность кислотных пен ( $0,4\text{--}0,8\text{ г/см}^3$ ), их повышенная вязкость и структурно-механические свойства позволяют существенно увеличить охват воздействием кислотой вскрытой продуктивной мощности пласта;

– при освоении скважины после проведения КО за счет снижения давления в призабойной зоне и расширения пузырьков газа в более полной степени очищаются поровые каналы и пути фильтрации нефти от продуктов реакции кислоты с породой.

В качестве газовой фазы при пенокислотных обработках пласта предпочтительнее всего использовать такой нейтральный газ, как азот. При выполнении обработок ОЗС газированными азотом кислотными составами (ГАКС) в качестве основной жидкой фазы применяют 12–18%-е растворы соляной кислоты. В качестве пенообразователя можно использовать как ионогенные, так и неионогенные ПАВ с концентрацией до 1–2 %.

В отдельных случаях (при отсутствии в наличии азотной установки) в качестве газовой фазы можно использовать воздух, природный или попутный нефтяной газ. Смесь ГАКС представляет собой дисперсную систему газа в жидкости. Степень аэрации (отношение объема газа к объему кислотного раствора) в нормальных условиях должна изменяться в пределах от 20 до  $300\text{ м}^3/\text{м}^3$ . Причем чем выше проницаемость высокопроницаемых пропластков, которые должны блокироваться кислотными пенами перед обработкой низкопроницаемых разностей пород-коллекторов и чем выше текущее пластовое давление, тем выше должна быть степень аэрации кислотных составов.

Схема обвязки оборудования при выполнении обработок ГАКС приведена на рис. 2.9.

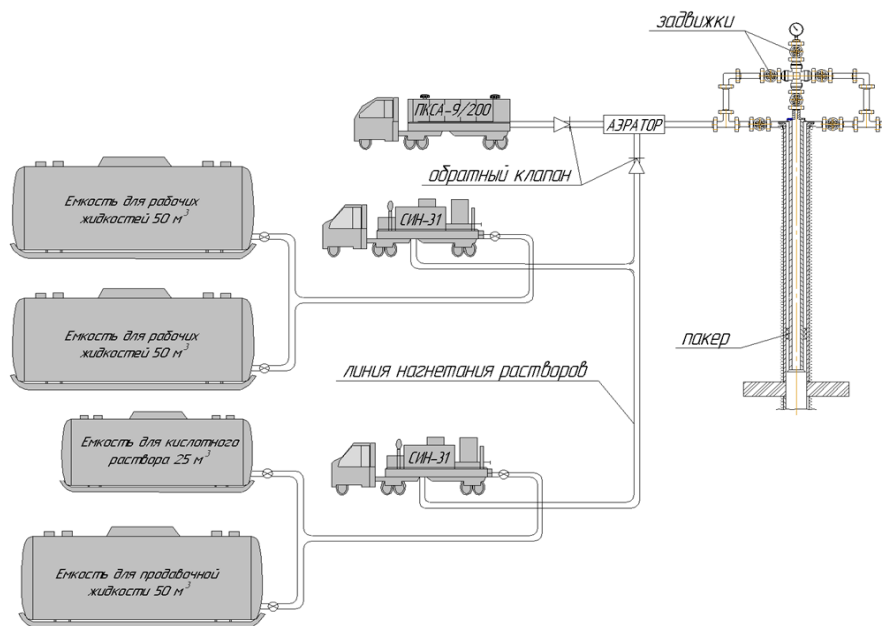


Рис. 2.9. Схема расстановки наземного оборудования при проведении обработки пласта газированным азотом кислотным составом

На нагнетательных линиях агрегатов и компрессоров необходимо обязательно установить обратные клапаны для предотвращения попадания в них пенокислоты при непредвиденных остановках процесса закачки.

Технология проведения обработки пласта ГАКС включает следующие шаги:

- восстановить циркуляцию жидкости в скважине и вывести насосные агрегаты на рабочий режим закачки;
- запустить компрессоры, обеспечивая заданную степень аэрации кислотного состава;
- подать агрегатами кислотный раствор;
- после заполнения газированным кислотным раствором объема НКТ и интервала перфорации в затрубном пространстве закрыть затрубное пространство или посадить пакер;
- последняя порция жидкости воздействия продавливается в пласт продавочной жидкостью, объем которой должен быть равен объему НКТ;
- выдержать скважину на реакции в течение 2–6 часов (в зависимости от рецептуры применяемого кислотного состава и минералогического состава пород-коллекторов);
- сбросить избыточное давление и обратной промывкой вымыть продукты реакции.

Для приготовления ГАКС на потоке в процессе закачки в скважину используется аэратор А350. Он предназначен для получения мелкодисперсной пены с максимальным рабочим давлением до 40,0 МПа. Аэратор А350 представляет собой перфорированную трубу (НКТ 60 мм), размещенную концентрично в трубе большего диаметра (рис. 2.10).

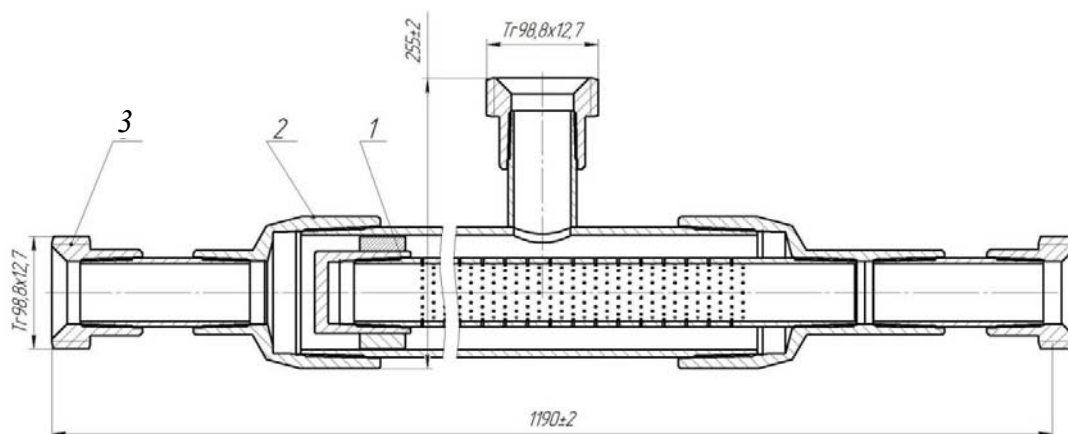


Рис. 2.10. Схема аэратора А350:  
1 – перфорированная труба; 2 – корпус; 3 – БРС 2'

Для подачи азота можно использовать следующие передвижные азотные установки:

- компрессорную передвижную установку ТГА-10-250 – производительностью 10 м<sup>3</sup>/мин с максимальным рабочим давлением 25,0 МПа;
- мембранную азотную установку ПКСА-9/200 – производительностью 9 м<sup>3</sup>/мин с максимальным рабочим давлением 20,0 МПа;
- криогенную передвижную установку А100 – с максимальной производительностью 80 м<sup>3</sup>/мин и максимальным рабочим давлением 70,0 МПа.

Выбор технологических схем воздействия, при выполнении операций по технологии ГАКС, определяется с учетом литологических особенностей вскрытого пласта, геолого-геофизических характеристик продуктивных отложений и состояния ОЗС. Для терригенных коллекторов возможны следующие варианты реализации технологии:

- 1) обработка азрированным азотом глинокислотным составом на основе фторида аммония с использованием буфера соляной кислоты;
- 2) обработка азрированным азотом составом на основе композиции Химеко ТК-3 с использованием в качестве буферов (хлорида аммония (непосредственно до и после глинокислоты) и соляной кислоты).



Технологическая схема выбирается исходя из минералогических особенностей пород. Согласно первой схеме, за счет использования более реакционноспособного КС, обрабатываются малоглинистые продуктивные коллекторы. Вторая схема (из-за низкой скорости растворения глинистых минералов) применяется для глубокопроникающих обработок заглинизованных коллекторов.

Для обработки сильно заглинизованных песчаников следует применять КС с пониженной концентрацией  $\text{NH}_4\text{F}$  и соответственно  $\text{HF}$ . Чтобы достичь более глубокого проникновения КС в пласт, его закачку следует вести с повышенными расходами и, исключая время выдержки на реакции, оперативно извлекать или рассеивать по пласту продукты реакции во избежание образования вторичных осадков. Вероятность их формирования при использовании такой кислотной системы из-за наличия в ней ионов аммония ниже, чем в случае обработки пласта глинокислотой.

Если объект обработки – малоглинистый пласт, сложенный преимущественно зернистыми консолидированными силикатами, то целесообразно выбрать КС с повышенной концентрацией  $\text{NH}_4\text{F}$  ( $\text{HF}$ ). Скорость закачки надо регулировать в зависимости от динамики давления закачки, не допуская гидроразрыва пласта.

Для карбонатных коллекторов:

- 1) обработка азотом соляно-кислотным составом с использованием неазотированного буфера соляной кислоты;
- 2) обработка азотом составом на основе соляной и уксусной кислот с использованием буфера соляной кислоты;
- 3) обработка азотом уксусным кислотным составом с использованием буфера соляной кислоты;
- 4) обработка азотом кислотным составом на основе сульфаминовой кислоты.

Выбор рецептур КС, согласно четырех вышеуказанных технологических схем, определялся исходя из литологического состава пород коллекторов, слагающих продуктивные горизонты в интервале перфорации. Так, соответственно первая схема применяется для интенсифицирующего воздействия на коллекторы, представленные в основном доломитами (применяется 15–18%-й  $\text{HCl}$ ). Вторая схема применяется для коллекторов, включающих в себя в относительно равных пропорциях доломиты и известняки (кислотные композиции представляют собой смесь 12%-й соляной и 12%-й уксусной кислоты в пропорции 1 : 1). Третья и четвертая схемы применяются для кол-

лекторов, сложенных в основном известняками (применяются 15%-я уксусная и сульфаминовые кислоты).

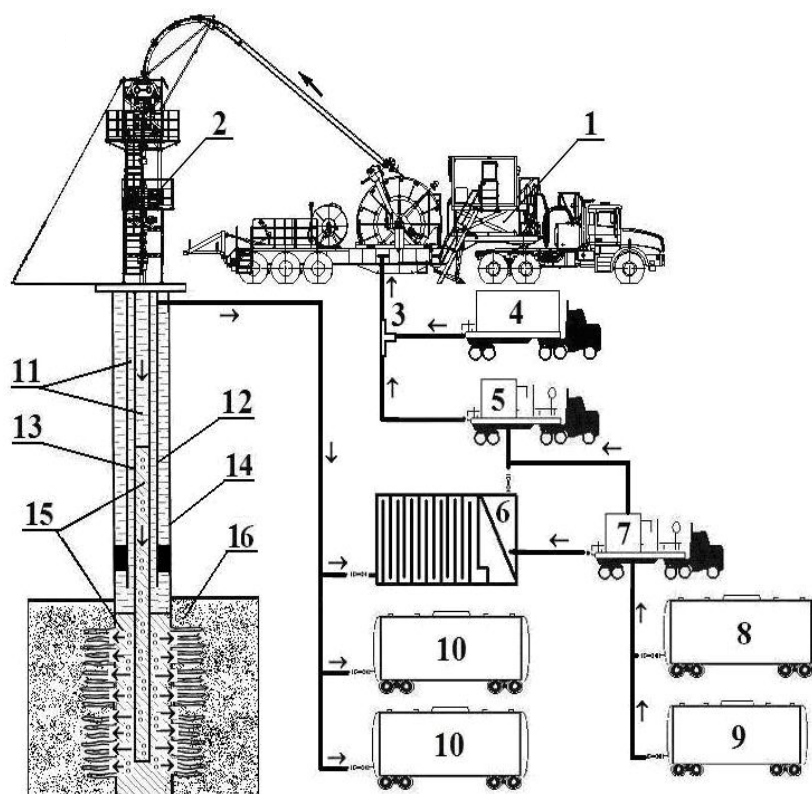
Концентрация реагентов в КС определяется исходя из физиколитологической характеристики коллектора, состава насыщающих его флюидов, степени и характера загрязнения пласта, областей и условий применения реагентов.

Возможны также такие технологические схемы:

1. Обработка аэрированным азотом соляно-кислотным составом с использованием в качестве буфера нефтекислотной эмульсии. Данная схема реализуется с целью последовательного проведения работ по ограничению приемистости высокопроницаемых интервалов (усиление эффекта от применения пенной системы), а затем увеличения продуктивности низкопроницаемых толщин. Предварительное снижение приемистости высокопроницаемых интервалов обеспечивается закачкой в них нефтекислотной эмульсии, приготовленной путем активного смешения 15%-й HCl и дегазированной нефти с ПАВ – эмульгатором в пропорции 1 : 1, до получения однородного раствора.

2. Обработка аэрированным азотом соляно-кислотным составом с использованием в качестве буфера композиции Химеко-Н. Применение данной схемы для интенсификации добычи нефти с предварительной изоляцией обводненных пропластков основана на использовании комплекса гелирующего «Химеко-Н». Ее суть заключалась в тампонировании отдающих обводненную продукцию интервалов и направленном воздействии поверхностно-активными кислотными составами на интервалы, отдающие безводную нефть. Тампонирование обводненных интервалов осуществляется высоковязкой системой Химеко-Н с регулируемым периодом стабильности.

При проведении пенокислотных обработок в фонтанных или газовых скважинах, а также при необходимости перед кислотной обработкой, восстановления части интервала перфорации и забоя скважины, перекрытых твердыми осадками в скважинах с насосной эксплуатацией, возможно проведение пенокислотных обработок с применением колтюбинговой трубы. Схема обвязки оборудования при обработке пласта ГАКС с колтюбинговым оборудованием приведена на рис. 2.11 [70]. При выполнении работ с колтюбингом для аэрации КС применяется эжектор жидкостно-газовый (ЭЖГ-2) (рис. 2.12).



*Рис. 2.11.* Схема компоновки оборудования при обработке пласта ГАКС с применением колтюбинга:

- 1 – колтюбинговая установка МК-30Т; 2 – оборудование устья скважины; 3 – эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-2; 4 – азотно-компрессорная установка; 5 – основной насосный агрегат; 6 – гравитационная емкость; 7 – насосный агрегат подпора; 8 – емкость для запаса рабочей жидкости; 9 – кислотная емкость; 10 – сливная емкость; 11 – рабочая жидкость; 12 – насосно-компрессионная труба; 13 – безмуфтовая длинномерная труба (колтюбинг); 14 – эксплуатационная колонна; 15 – кислотный раствор; 16 – продуктивный пласт

ЭЖГ-2 состоит из корпуса в который вставлен диффузор и сопло (насадка). Для предотвращения попадания жидкости в нагнетательную линию компрессора предусмотрен обратный клапан (рис. 2.12). В работу ЭЖГ-2 заложен следующий принцип: при истечении струи жидкости из сопла вследствие возникающего разрежения в камере смешения происходит «подтягивание» газовой составляющей и перемешивание. При прохождении газожидкостной смеси через диффузор происходит образование пены. Эжектор позволяет производить закачку пенной системы при давлении, в 1,2–1,5 раза превышающих максимальное давление развиваемое компрессором.

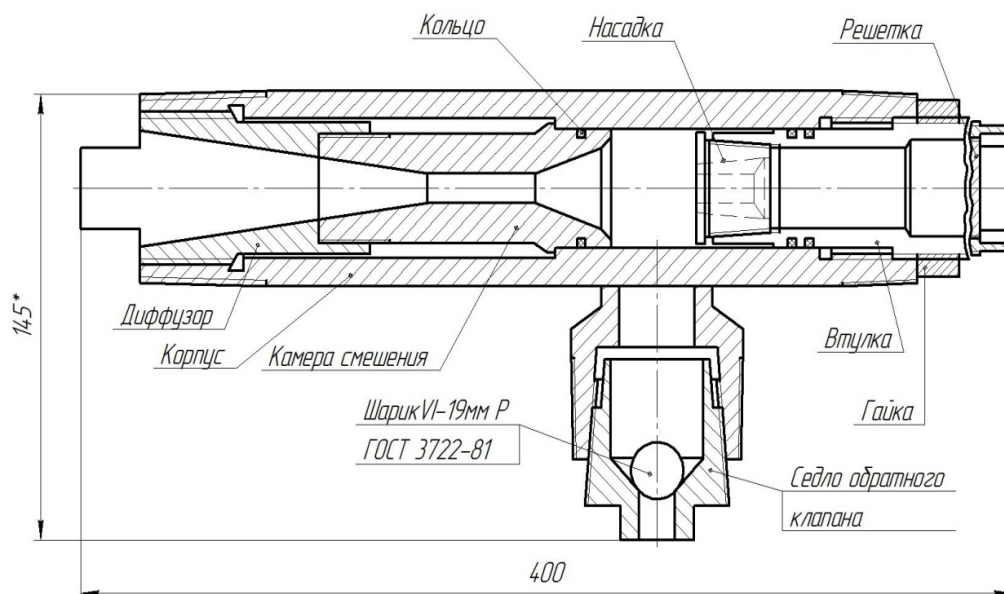


Рис. 2.12. Эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-2

При промывке скважин с закачкой жидкости с азотом через эжектор ЭЖГ-2 стойкость пены, на основе технической воды плотностью  $1030 \text{ кг/м}^3$  с 2 % ПАВ «Нефтенол-ВВД», отобранной на выходе из скважины (из малого затруба между бесшовной длинномерной трубой (БДТ) и насосно-компрессорными трубами), составляла 50–60 мин. Режимы работы агрегатов при этом были следующие [70]:

- насосный агрегат АН-700 работал при давлении 25,0–28,0 МПа с минимально возможной подачей рабочей жидкости с расходом 2–3 л/с;

- компрессор ПКСА-9/200 работал при давлении 15,0–18,0 МПа при максимальной подаче азота 9 л/с.

Проведение пенокислотной обработки с применением колтюбинговой установки МК-30Т, оснащенной БДТ диаметром  $\text{Ø } 38 \text{ мм}$ , выполняется по изложенной ниже типовой схеме:

**Этап 1.** Спуск в скважину НКТ с пакером и посадка пакера над интервалом перфорации.

**Этап 2.** При открытом малом затрубе между НКТ и БДТ спуск гибкой трубы, с установленными на ней обратным клапаном и насадкой пером, до глубины расположения в скважине части ствола, перекрытого песчаной пробкой или другими твердыми осадками, с промывкой скважины на минимальных расходах (1–2 л/с).

**Этап 3.** Восстановление циркуляции закачкой в БДТ через ЭЖГ-2 пенной системы на основе технической воды (плотностью  $1000\text{--}1170 \text{ кг/м}^3$ ) с ПАВ.

**Этап 4.** Промывка НКТ и ствола скважины до забоя с максимальными расходами газожидкостной смеси. Для этого после восстановления циркуляции на максимальных расходах продолжают спуск пера-насадки до забоя скважины, промывку забоя с одновременной закачкой в БДТ через ЭЖГ-2 двухфазной системы на основе технической воды.

**Этап 5.** Проведение пенокислотной обработки:

- закачка в БДТ через ЭЖГ-2 буфера соляной кислоты;
- закачка в БДТ через эжектор ЭЖГ-2 аэрированного азотом кислотного состава;
- после заполнения кислотным составом или кислотным составом и аэрированным азотом кислотным составом внутреннего пространства БДТ и интервала перфорации закрывают задвижку на малом затрубе между НКТ и БДТ;
- продолжают закачку в БДТ аэрированного азотом кислотного состава, а затем буфера соляной кислоты (без применения эжектора ЭЖГ-2);
- продавливают в пласт кислотный составов закачкой в БДТ технической жидкости с ПАВ в объеме БДТ и интервала перфорации;
- после окончания продавки кислотных составов в пласт производится контроль давления и выдержка на реакции в течение 2–4 часов.

**Этап 6.** Отмыв продуктов реакции и подъем пера-насадки.

**Этап 7.** Запуск скважины в эксплуатацию.

Технологию ГАКС можно рекомендовать для увеличения приемистости и выравнивания профиля приемистости также нагнетательных скважин.

Технология ГАКС позволяет проводить направленные кислотные обработки без применения эмульсий, других отклоняющих композиций для блокирования высокопроницаемых интервалов. Ее можно рекомендовать как альтернативу МНСКО на нагнетательных и добывающих скважинах [71]. При этом успешность проведенных обработок составляет не менее 80 %.

## **2.5. Направления и перспективы развития технологий интенсификации добычи нефти**

Рассмотренные выше технологии интенсификации притока направлены на увеличение продуктивности пластов в пределах околоствольной зоны вокруг ствола скважины. Эти технологии успешно

обеспечивают увеличение продуктивности в пластах с закольматированной околоствольной зоной в средне- и высокопроницаемых разностях пород-коллекторов. В низкопроницаемых и весьма неоднородных пластах технологическая эффективность их снижается, так как, как правило, глубина воздействия этих технологий (увеличение проницаемости) не превышает нескольких метров от ствола скважины. При наличии в разрезе скважины переслаивания низко-, средне- и высокопроницаемых пропластков подключить в работу низкопроницаемые разности пород-коллекторов путем интенсификации притока не всегда удастся. Глубина воздействия в пределах низкопроницаемых разностей пород-коллекторов должна быть значительно больше по сравнению со средне- и высокопроницаемыми разностями. В этих условиях необходимо применение технологий, увеличивающих глубину воздействия на пласт. Поэтому для интенсификации притока из таких пластов необходимо применение комплексных технологий.

Комплексные технологии интенсификации притока включают одновременное или последовательное воздействие на ОЗС композициями КС и физическими полями. Технологические схемы комплексного воздействия на пласт предусматривают последовательное или совместное кислотное и волновое воздействие с последующим оперативным дренированием пласта и проведением гидродинамических исследований для оценки фильтрационных характеристик пласта и ОЗС [72]– [74].

В течение 2000–2020 гг. для месторождений Припятского прогиба разработаны, опробованы и перешли в стадию промышленного внедрения следующие технологии комплексного воздействия на ОЗС:

- КО с последующим дренированием пласта струйными насосами;
- КО с последующим дренированием пласта на компоновке с пусковыми муфтами с обратными клапанами;
- интенсификация притока нефти из пласта с предварительной водоизоляцией;
- интенсификация притока с применением виброволновых устройств;
- кавитационно-импульсное воздействие на пласт;
- струйно-импульсное воздействие на пласт.

В комплексных технологиях предпочтительно применять химические процессы интенсификации, реализуемые в виде различных сочетаний между собой технологических операций химического воздействия. При сочетании технологических операций между собой вы-

полняются интенсифицирующие обработки по таким основным технологическим схемам [49], [50], [72], [74]:

СКВ + СКО;  
СКВ + СфКО;  
СКВ + МСКО;  
СКО + НКО;  
СКВ + СКО + НКО;  
СКВ + СКО + СуКО + СКО;  
СКВ + СКО + НКО + СКО.

Приведенный перечень технологических схем далеко не полный. Он определяется на стадии выбора технологии воздействия по геолого-физическим условиям объекта интенсификации. Технологический процесс планируется таким образом, чтобы все операции в технологической схеме по возможности можно было выполнить непрерывно.

При реализации интенсифицирующих обработок применяются как простые, так и сложные КС. Основными реагентами являются кислоты, ПАВ, растворители, осушители. Из кислот широко применяются:

- соляная;
- сульфаминовая;
- плавиковая;
- уксусная.

В качестве ПАВ применяются:

- нефтенол ВВД;
- нефтенол ГФ;
- сульфонол;
- неонол АФ9-12;
- МЛ-80 и др.

В качестве растворителя используется гексановая фракция, а осушителя – ацетон.

Простые КС, как правило, включают одну кислоту и 1–2 ПАВ, сложные кислотные составы – 2–3 кислоты и 2 ПАВ. В некоторых случаях в них добавляются растворитель или осушитель.

Такой комплексный подход к интенсифицирующим обработкам позволяет увеличить успешность работ с 60–65 до 80–85 %, значительно увеличить объемы дополнительной добычи нефти и окупаемость затрат.

В последние годы (2010–2020 гг.) на нефтяных месторождениях Припятского прогиба, как и по большинству нефтегазодобывающих

регионов мира, значительно увеличилась доля трудноизвлекаемых запасов нефти, сосредоточенных как в низкопроницаемых коллекторах, так и нетрадиционных коллекторах [75], [76]. Опыт проведения интенсифицирующих обработок в таких пластах показывает, что технологии воздействия на ОЗС существенного прироста дебита жидкости и нефти не дают. Основной причиной этого является незначительная глубина воздействия (в пределах нескольких метров от ствола скважины). Такое воздействие направлено в основном на ликвидацию кольматации околоствольной зоны и восстановление естественной проницаемости пласта. Оно эффективно в пластах со средней и высокой проницаемостью, подверженных кольматации. Как было изложено в главе 1, пласты с низкой проницаемостью почти не подвержены кольматации. Технологии интенсификации притока в таких пластах должны быть направлены на создание условий, при которых значительно увеличивается площадь дренирования пласта скважиной. Для увеличения площади дренирования необходимо развивать направления и технологии, существенно увеличивающие площадь фильтрации пластового флюида в скважину. К таким направлениям и технологиям можно отнести технологии:

- радиального глубокого вскрытия пласта;
- гидравлического разрыва пласта;
- бурения горизонтальных и многоствольных скважин и боковых стволов;
- кислотоструйного туннелирования пластов;
- гидроструйного туннелирования пластов;
- превращения одноствольных скважин в многоствольные;
- строительства горизонтальных скважин с многозонным ГРП.

На особенностях перечисленных перспективных технологий мы остановимся ниже.

## **2.6. Критерии выбора объектов для проведения работ по интенсификации добычи нефти**

Одним из важнейших элементов для эффективного планирования и реализации технологий интенсификации добычи нефти является обоснованный выбор объектов воздействия (скважин) и технологий, соответствующих геолого-физическим условиям этих объектов. Объектами для проведения интенсифицирующих обработок являются [48]:

- новые скважины, давшие при освоении приток нефти, не соответствующий продуктивным характеристикам вскрытого пласта;



- скважины, вскрывшие низкопроницаемые пласты;
- скважины, имеющие сниженный дебит по сравнению с дебитами окружающих скважин;
- скважины со сниженными фильтрационными характеристиками в околоствольной зоне пласта;
- скважины, у которых произошло снижение дебита в процессе эксплуатации при неизменном или растущем пластовом давлении;
- нагнетательные скважины с недостаточной приемистостью;
- добывающие и нагнетательные скважины с высокой степенью неоднородности фильтрационных свойств пласта и небольшими работающими толщинами;
- скважины, вступающие в эксплуатацию после длительного бездействия, из консервации или контрольного фонда;
- добывающие скважины при переводе на верхние (нижние) интервалы пласта, другие горизонты, подключения (достреле) дополнительных ранее неработавших интервалов.

Интенсификацию добычи нефти не рекомендуется проводить:

- в нефтяных скважинах с крайне высокой (более 95 %) обводненностью добываемой продукции и высокой степенью выработки запасов;
- в технически неисправных скважинах до выполнения ремонтно-восстановительных работ.

Конструкция и техническое состояние скважины должны отвечать требованиям способа и технологии воздействия:

- эксплуатационная колонна и цементное кольцо должны быть герметичны;
- по рабочему давлению запланированного технологического процесса эксплуатационная колонна должна иметь запас прочности не менее 1,3 ед., а цементное кольцо должно выдерживать перепад давления не менее 2,0 МПа на погонный метр колонны;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечивать спуск-подъем специального оборудования, приспособлений и инструмента, используемых при проведении интенсифицирующих обработок (пакеры, струйные насосы, кавитаторы, пульсаторы, якоря и т. д.).

Основными и наиболее достоверными критериями, свидетельствующими о необходимости проведения работ по интенсификации притока, являются гидродинамические параметры, характеризующие состояние околоствольной зоны пласта:

- сниженные значения проницаемости пласта в околоствольной зоне;
- положительные значения скин-фактора и значительные потери депрессии на его преодоление;
- высокие значения (более 2 ед.) коэффициента закупорки околоствольной зоны;
- низкие значения (менее 1 ед.) коэффициента совершенства скважины;
- сниженные значения приведенного радиуса скважины по сравнению с фактическими;
- сниженный коэффициент продуктивности (приемистости) скважины по сравнению с окружающими скважинами;
- низкий охват пласта выработкой (отбором) или закачкой по толщине.

При выборе скважин для воздействия в качестве главного показателя следует принимать прогнозные значения возможности повышения ее продуктивности и дебита при условии восстановления или улучшения проницаемости околоствольной зоны пласта. В зависимости от потенциальных возможностей скважин следует планировать очередность их обработок и приращение нефтедобычи. Главным показателем при окончательном принятии решения о необходимости проведения работ по интенсификации добычи нефти на той или иной скважине является ожидаемый технологический эффект в виде планируемого объема дополнительной добычи нефти и ожидаемая рентабельность этой добычи. В случае отсутствия однозначной информации об ухудшении фильтрационных свойств пласта в околоствольной зоне, для ее уточнения и оценки целесообразности выполнения интенсификации, могут быть проведены специальные гидродинамические исследования.

Различные методы воздействия на пласт характеризуются различным охватом пласта обработкой как по глубине, так и по толщине, а также физико-химической сущностью явлений, вызываемых ими в породе и насыщающих околоствольную зону флюидах. Выбор технологии воздействия, ее потенциала по глубине и толщине воздействия должен быть согласован с геолого-физическими свойствами и требованиями объекта. Следует учитывать следующие основные особенности:

- состояние околоствольной зоны пласта и соотношение между фильтрационными свойствами пласта и околоствольной зоны;

- количество ранее выполненных обработок, объемы закачиваемых реагентов и эффективность работ;
- радиус зоны с ухудшенными фильтрационными свойствами;
- расстояние до фронта вытеснения или ВНК;
- петрофизические свойства и минералогический состав пород коллекторов;
- наличие и толщину перемычек (непроницаемых или полупроницаемых пропластков) между нефтенасыщенными и водонасыщенными интервалами;
- неоднородность пласта по разрезу и в плане (количество и толщину пропластков, их коллекторские свойства, соотношение между перфорированной и работающей толщиной, работающие и неработающие интервалы пласта);
- физико-химические свойства пластовых флюидов.

Область применения технологии определяется механизмом воздействия на пласт и геолого-промысловыми особенностями участка залежи, вскрытого скважиной. При выборе технологий или технологических схем воздействия можно руководствоваться следующими положениями.

Соляно-кислотная ванна предназначена для очистки эксплуатационной колонны в интервале пласта и перфорационных отверстий от загрязняющих агентов. Ее следует включать во все технологические схемы воздействия в качестве первого этапа работ, облегчающего выполнение последующих этапов.

Соляно-кислотная обработка пласта предназначена для увеличения проницаемости околоствольной зоны за счет растворения карбонатных разностей пород, железистых, глинистых и других включений и увеличения просветности каналов фильтрации. Глубина обработки при СКО достигает 3–5 м и зависит от свойств кислотного состава, свойств коллектора и параметров обработки. Соляно-кислотные обработки в чистом виде следует применять только на первых этапах эксплуатации скважин, когда околоствольная зона пласта еще не раздренирована. Как правило, с ростом порядкового номера простой соляно-кислотной обработки на одной и той же скважине эффективность ее снижается. В последующие периоды в технологических схемах СКО следует сочетать с другими технологиями воздействия.

Уксусно-кислотные, сульфамино-кислотные обработки, обработка пласта другими слабыми органическими кислотами (лимонной,

щавелевой, муравьиной) предназначены для увеличения охвата пласта воздействием по глубине. Составы на основе этих кислот обладают пониженной (более чем в 6 раз) скоростью реакции с карбонатной породой, что позволяет доставить активный кислотный состав в удаленные зоны пласта. Растворы указанных кислот следует применять для обработки пластов, сложенных преимущественно известняками, или добавлять в композиции с сильными кислотами для поддержания длительное время стабильной кислотности композиций (рН-раствора) с целью предотвращения вторичных осадкообразований в каналах фильтрации обработанных зон пласта в терригенных коллекторах.

Многообъемные КО направлены на увеличение охвата пласта воздействием как по глубине, так и по толщине. Многообъемные кислотные обработки следует выполнять в тех случаях, когда от простых обработок эффекта не ожидается.

Направленные КО необходимо проводить в условиях весьма неоднородной по фильтрационным свойствам по разрезу околоствольной зоны, когда в пределах интервала перфорации имеются как сверхсовершенные (раздренированные), так и несовершенные по степени вскрытия пропластки. Направленные КО предназначены для увеличения охвата пласта воздействием по толщине и подключения в работу низкопроницаемых интервалов.

Технология направленной КО пласта с использованием самоотклоняющейся кислотной системы планируется на скважинах с неоднородными по проницаемости карбонатными коллекторами. Предполагает поочередную закачку самоотклоняющейся кислотной композиции и кислотной композиции. В процессе реакции самоотклоняющейся кислотной композиции с карбонатной породой и ее истощения повышается вязкость кислотного состава, при этом следующая порция кислотной композиции отклоняется в менее проницаемые участки. Таким образом, достигается более равномерная обработка пласта по разрезу.

Обработки пласта ГАКС необходимо проводить на нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, сложенных трещинными, трещинно-поровыми и трещинно-кавернозными коллекторами, а также при обработке нефтяных пластов с высокой степенью неоднородности и расчлененности коллектора. В отличие от обычных КО, обработка ГАКС обеспечивает проникновение активной кислоты вглубь пласта на большие расстояния и значительно увеличивает воздействие на пласт по толщине. В результате этого увеличивается работающая мощность пласта, что повышает текущие дебиты нефти и газа, а также степень их извлечения из недр.

Комплексное воздействие на пласт следует планировать на тех скважинах, где необходимо совместно с кислотным воздействием провести волновое воздействие для улучшения условий проникновения кислоты в поры пласта или выполнить оперативное дренирование пласта после химической обработки и одновременно с воздействием оценить фильтрационные свойства пласта и околоствольной зоны.

При выборе и планировании рациональной технологической схемы воздействия следует опираться на практику ранее выполненных обработок (в том числе на соседних объектах) и технологические режимы их выполнения. Особое внимание необходимо уделять учету степени охвата пластов отборами (закачкой) и приобщению в эксплуатацию неработающих интервалов. Окончательное решение по выбору технологической схемы интенсификации необходимо принимать только после комплексного изучения и анализа геолого-промысловой, технической и технологической информации, а также результатов ранее выполненных обработок.

## **2.7. Обоснование объемов и концентрации реагентов в кислотных составах**

Концентрация реагентов в КС определяется физико-литологической характеристикой коллектора, составом насыщающих его флюидов, степенью и характером загрязнения пласта, областями и условиями применения реагентов.

Для обоснования рецептуры составов для каждого конкретного пласта или группы близких по геолого-физическим свойствам пластов выполняется комплекс лабораторных и фильтрационных исследований. Исследования включают два этапа. Первый этап – это исследования в «свободном объеме», второй этап – это фильтрационные исследования на керновом материале. Цель исследований – оценить возможность применения кислотных композиций в геолого-физических и петрофизических условиях конкретного пласта и подобрать композицию с оптимальными свойствами.

**Первый этап – исследования кислотных композиций в «свободном объеме».** Для всех тестируемых реагентов, входящих в состав кислотных композиций, выполняются исследования на соответствие требованиям ТУ, определяется исходная концентрация кислот и добавок, стабильность их при пластовой температуре, скорость растворения низкоуглеродистой стали композициями при 20 °С и пластовой температуре, оценивается возможность стабилизации железа.

Далее выполняется следующий перечень исследований в зависимости от назначения и свойств кислотной композиции:

1. В составах для интенсификации добычи нефти в карбонатном коллекторе исследуются:

– скорость растворения карбоната кальция (мрамора) при пластовой температуре;

– совместимость кислотной композиции с пластовой водой объектов воздействия;

– совместимость кислотного состава и продуктов реакции с породой и нефтью объекта воздействия;

наличие осадкообразования после нейтрализации кислоты карбонатом кальция.

2. В составах для интенсификации добычи нефти в терригенном коллекторе исследуются:

– скорость и полнота растворения терригенной породы (дезинтегрированного кернового материала пласта воздействия) при пластовой температуре;

– совместимость кислотного состава и продуктов реакции с породой и пластовой водой объектов воздействия;

– совместимость кислотного состава и продуктов реакции с породой и пластовой нефтью объекта воздействия;

– тест на вторичное осадкообразование в процессе контакта кислотного состава с породой, с определением доли вторичных осадков по отношению к массе растворенной породы;

– значение рН раствора, которое необходимо поддерживать в продуктах реакции в период воздействия на пласт для исключения вторичного осадкообразования в пласте.

3. В эмульсионных и загущенных (гелированных) кислотных композициях исследуют:

– фазовую стабильность при стандартных условиях и при пластовой температуре;

– реологические характеристики (вязкость, динамическое напряжение сдвига) для различных концентраций и рецептур. При изучении реологических характеристик устанавливаются следующие параметры: полная кривая течения в координатах – динамическая вязкость ( $\text{мПа} \cdot \text{с}$ ) от скорости сдвига ( $\text{с}^{-1}$ ) или напряжение сдвига ( $\text{Па}$ ) от скорости сдвига.

4. Для пенокислотных и термопенокислотных составов исследуются:

– кратность пен;

- период полураспада пен;
- дисперсность;
- элетростабильность;
- совместимость продуктов распада пены с нефтью и водой объектов воздействия.

5. Для отклоняющих систем и самоотклоняющихся кислотных составов исследуются:

- реологические характеристики (вязкость, динамическое напряжение сдвига) для различных концентраций и рецептур. При изучении реологических характеристик устанавливаются следующие параметры: полная кривая течения в координатах – динамическая вязкость ( $\text{мПа} \cdot \text{с}$ ) от скорости сдвига ( $\text{с}^{-1}$ ) или напряжение сдвига ( $\text{Па}$ ) от скорости сдвига;

- тест на взаимодействие отклонителя и кислоты (если отклонитель не является загущенной/гелированной кислотой);

- тест на взаимодействие отклонителя и нефти;

- тест на сшивку линейного геля и разрушение сшитого геля (при необходимости в присутствии дезинтегрированного кернового материала пласта воздействия), если в качестве отклонителей применяются гелированные системы.

На основании полученных в рамках первого этапа результатов исследований оцениваются технологические свойства кислотных композиций, возможность закачки в пласт загущенных и гелированных кислот, возможность образования потенциальных кольматантов при взаимодействии с пластовыми флюидами. Наиболее оптимальные составы и концентрации кислотных композиций рекомендуются к использованию в фильтрационных испытаниях с использованием керна.

**Второй этап – фильтрационные исследования кислотных композиций на керне.** Для оценки воздействия КС на проницаемость по пластовому флюиду фильтрационные испытания проводятся на моделях керна с различными ФЕС, учитывающими неоднородность строения пласта. В процессе фильтрационных исследований регистрируются следующие параметры: 1) динамика давления в процессе закачки кислотного состава и выноса продуктов реакции; 2) изменения давления и проницаемости по пластовому флюиду до и после воздействия кислотного состава. Фильтрационные исследования проводят в термобарических условиях пластов, с температурой и давлением, соответствующими пластовым. При этом используются пластовая нефть, пластовая (попутно добываемая) вода, отобранная из добывающих скважин, техническая вода для затворения (разбавле-

ния) композиций (пресная специально подготовленная очищенная или из естественных водоемов, вода системы ППД).

В результате проведенных лабораторных исследований: оценивается возможность применения составов для воздействия на призабойную зону скважин при проведении работ по интенсификации добычи нефти в термобарических условиях пластов, для которых подобраны рецептуры кислотных композиций; выдаются рекомендации по рецептурам кислотных составов, концентрациям ингредиентов, ориентировочному времени выдержки на реакции, режимам выполнения работ, объемам кислотных растворов.

При выборе объема кислотного раствора для обработки следует руководствоваться следующими положениями. Объем кислотного раствора должен быть достаточным для достижения технологического эффекта обработки, обеспечивающего охват зоны загрязнения пласта активным раствором максимально по глубине простирания и толщине. Для соляно-кислотной ванны объем кислотного раствора определяется количеством циклов воздействия и объемом затрубного пространства скважины в интервале перфорации пласта и рассчитывается из выражения

$$V_{\text{СКВ}} = \frac{n\pi(D^2 - d^2)h}{4}, \quad (2.6)$$

где  $n$  – число циклов воздействия;  $D$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d$  – наружный диаметр НКТ, м;  $h$  – толщина интервала от нижних до верхних дыр перфорации, м.

Концентрацию раствора соляной кислоты для СКВ берут в пределах 12–18 %. В раствор добавляют до 0,5–2 % катионактивного или неионогенного ПАВ, а также другие реагенты – стабилизаторы железа, ингибиторы коррозии, стабилизаторы кислотности (для терригенных коллекторов).

Объем КС для КО можно ориентировочно определять из выражения

$$V_{\text{СКО}} = \pi m k_{\text{в}} h_{\text{э}} R^2, \quad (2.7)$$

где  $m$  – пористость пород коллекторов, в долях единицы;  $k_{\text{в}}$  – коэффициент вытеснения нефти кислотным раствором (принимается 0,7 – при воздействии более вязкими, чем пластовый флюид, растворами и 0,5 – при воздействии растворами, вязкость которых соизмерима с вязкостью пластового флюида);  $h_{\text{э}}$  – эффективная толщина пласта, м;  $R$  – радиус зоны с измененной проницаемостью пласта, м.



При определении объема кислотного раствора для первых КО можно на основании результатов лабораторных исследований и промышленного опыта рекомендовать придерживаться следующих положений:

– при обработке карбонатных пластов с хорошо развитой естественной трещиноватостью и высокой проницаемостью, продуктивность которых снижена вследствие засорения трещин частицами выбуренной породы и отчасти глинистым раствором, объемы кислоты должны составлять 0,5–1,0 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины пласта;

– если устье трещин и прискважинная зона высокопроницаемого пласта не засорены, а кольматации подвержены более глубокие участки околоствольной зоны, то объем кислоты следует повышать до 1,5–2,5 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины пласта;

– для слабо трещиноватых пористых карбонатных пород удельные расходы кислоты должны составлять 1,0–1,5 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины пласта;

– выполняя интенсификацию притока в пористых, нетрещиноватых карбонатных пластах, удельные расходы кислотного раствора следует брать в пределах 1,3–1,6 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной перфорированной толщины.

Объемы кислотных композиций при повторных интенсифицирующих обработках необходимо увеличить на 30–50 %. Требуемое увеличение объемов кислоты следует определять, учитывая результаты фактического промыслового опыта.

Планируя направленные интенсифицирующие обработки с применением гидрофобной нефтекислотной эмульсии, вследствие резкого замедления скорости реакции последней кислоты с породой, удельные расходы кислоты могут быть снижены на 20–30 %. В весьма неоднородных пластах для снижения объемов закачки кислотных составов следует применять поинтервальные методы воздействия на пласт.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующие включения (сульфаты, соединения железа и др.), предпочтительнее обрабатывать растворами соляной кислоты с ПАВ. Сульфато- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать уксусной кислотой или композициями с добавлением уксусной кислоты. При обработках сульфатсодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты следует в кислотные составы вводить присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость рас-

творения сульфатсодержащих пород и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция.

Ангидритсодержащие коллекторы предпочтительно обрабатывать растворами соляной кислоты, содержащими 6–10 % весовых азотнокислого калия.

Проводя интенсифицирующие обработки железосодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты, осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной 3–5%-й или 2–3%-й лимонной кислот.

Для увеличения охвата воздействием трещиноватых и трещиновато-поровых коллекторов предпочтительно использовать вязкие и вязкоупругие системы – кислотные эмульсии и пены, а также загущенные и самоотклоняющиеся КС. Их применение способствует повышению охвата по простиранию и по толщине пласта, так как при их продвижении в трещинах создаются значительные сопротивления, а рост давления способствует проникновению кислот в менее проницаемые поры и микротрещины. Кроме того, снижается скорость нейтрализации кислоты, что также способствует увеличению глубины обработки пласта.

В пористых коллекторах с низкой проницаемостью и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью предпочтительно применять КС с повышенной проникающей способностью, к которым относятся газированные кислоты и кислоты улучшенной фильтрации, содержащие в своем составе ПАВ.

В пластах с большим содержанием в нефтях асфальтосмолопарафиновых отложений кислотные растворы при определенных условиях способствуют образованию в околостволевой зоне стойких эмульсий. Поэтому при содержании в нефти более 2 % асфальтенов и свыше 6 % силикагельных смол в КС необходимо вводить деэмульгаторы. Для удаления отложений асфальтосмолистых компонентов нефтей из околостволевой зоны применяют воздействие органическими растворителями.

Рабочая концентрация реагентов в КС определяется по результатам лабораторных исследований с учетом:

- растворяющей способности и скоростей растворения породы и нейтрализации кислоты в составе;
- коррозионной активности кислотных композиций;
- эмульгирующей способности;
- способности образовывать осадки при смешивании с пластовой водой и нефтью;

– пластовой температуры и пластового давления.

При реализации комплексных (физико-химических) технологий воздействия в большинстве случаев, на основании лабораторных исследований и промышленного опыта, для обработки карбонатных пластов следует применять 12–18%-й раствор соляной кислоты или 10–15%-й раствор уксусной кислоты, лимонной, сульфаминовой и других органических кислот в зависимости от литологического состава пород-коллекторов, условий их залегания и термобарических условий пластов.

Объемы кислотных составов для интенсификации притока в терригенных пластах для первых КО принимают из расчета 0,2–1,0 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной толщины. Небольшие объемы кислотных растворов используют при обработке пластов, сложенных слабосцементированными песками, когда существует опасность его выноса. Для обработки хорошо сцементированных песчаников и коллекторов с развитой трещиноватостью используются удельные объемы кислотных составов до 0,75–1,5 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной толщины. Такие же объемы растворов применяют при сильной блокаде пласта продуктами бурового раствора или в случае, если пласт содержит много глин.

При кислотных обработках слабосцементированных песчаников радиус эффективной зоны воздействия должен составлять не более 25–35 см. Применение больших объемов кислотного раствора не увеличит этот радиус и практически не отразится на проницаемости, однако уменьшит степень цементированности коллектора, что приведет к отрицательным эффектам при пуске скважины в эксплуатацию.

При повторных обработках терригенных коллекторов, так же как карбонатных, удельные расходы кислоты необходимо увеличить на 30–50 %.

## **2.8. Принципы обоснования технологических режимов обработки**

Технологические режимы обработки – это скорость, последовательность и давление закачки кислотных композиций. Они определяются:

- видом и технологической схемой выбранной обработки;
- конструкцией скважины;
- состоянием околоствольной зоны пласта (раздренированностью околоствольной зоны, количеством и толщиной пропластков,

количеством и толщиной интервалов перфорации, неоднородностью пласта в плане и по разрезу, расстоянием до водонасыщенных интервалов или фронта обводнения, наличием и толщиной непроницаемых перемычек, качеством сцепления цементного камня с колонной и породой в интервале непроницаемой перемычки и т. п.);

- количеством уже выполненных КО;
- результативностью выполненных обработок;
- степенью снижения проницаемости пласта в околоствольной зоне.

Скорость закачки реагентов в пласт определяют из условия охвата обработкой заданной глубины пласта при сохранении реагентами своей растворяющей активности. Минимальная скорость закачки реагента определяется из соотношения

$$g_{\min} = \frac{V_p}{T_{н.р}}, \quad (2.8)$$

где  $V_p$  – планируемый для обработки объем реагента, м<sup>3</sup>;  $T_{н.р}$  – период полной нейтрализации кислоты в растворе или стабильности эмульсии, с.

Давление закачки реагентов в пласт определяется следующими основными техническими и технологическими факторами:

- проницаемостью пласта в околоствольной зоне (степенью кольматации пласта);
- методом и технологической схемой воздействия;
- прочностной характеристикой эксплуатационной колонны;
- прочностью цементных перемычек, разделяющих продуктивные и водонасыщенные интервалы;
- рабочими характеристиками имеющегося в наличии насосного оборудования.

При интенсификации притока по технологическим схемам, которые должны обеспечивать увеличение охвата пласта (работающих толщин), давление закачки кислотных композиций, с одной стороны, не должно превышать нижнего предела давления разрыва пласта, а с другой – должно быть достаточным для проникновения кислоты в наименее проницаемые интервалы разреза. По техническим характеристикам давление закачки реагентов ограничивается допустимым рабочим давлением для эксплуатационной колонны (давлением опрессовки эксплуатационной колонны). В тех случаях, когда ожидает-

ся давление закачки кислотного состава выше давления опрессовки эксплуатационной колонны, обработку следует планировать с пакером для отсечения колонны от воздействия избыточного давления.

Давление закачки реагентов не должно вызывать нарушения герметичности разобщения пластов за колонной цементом. Перепад давления на цементное кольцо не должен превышать 2,0 МПа на 1 пог. м цементного кольца. Для оценки ожидаемых рабочих давлений следует опираться на результаты ранее выполненных работ. Рабочие давления при последующих обработках, как правило, не превышают рабочих давлений предыдущих обработок при условии выполнения работ с однотипными технологиями.

Для оценки ожидаемого рабочего давления при КО, в процессе проведения операции СКВ, в технологический процесс соляно-кислотной ванны следует включать этап определения приемистости кислоты пластом. По давлению приемистости кислоты пластом на этом этапе оценивают и ожидаемое начальное давление закачки кислотного раствора в пласт при КО.

После вторичного вскрытия пластов перфорацией в ряде случаев, особенно при высокой степени кольматации околоствольной зоны, продуктивные объекты не имеют или имеют слабую связь с удаленной зоной пласта. Как показывает практика и анализ промыслового материала, важнейшим моментом для восстановления этой связи пласта со скважиной при первой КО является правильность выбора давления закачки кислоты.

В процессе КО для задавливания кислоты в пласт и восстановления гидродинамической связи с такими объектами избыточное давление на устье может в 1,5–2,5 раза превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны. Снимают избыточное давление с колонны установкой над интервалом перфорации пакера или заполнением затрубного пространства утяжеленным раствором. По ряду скважин для достижения приемистости кислоты пластом на устье трубного пространства необходимо создавать давления, равные 30–50 МПа и более, а для снятия избыточного давления с колонны – утяжелять раствор до плотности 1800–1900 кг/м<sup>3</sup>.

При разработке методов и технологических схем кислотного воздействия на ОЗС основное внимание исследователи уделяют таким вопросам, как увеличение полноты нейтрализации кислотного раствора в коллекторе, степень очистки ОЗС от продуктов реакции, ускорение процесса декольматации пласта [24], [25], [77], [78], выбор рационального периода воздействия [79], выбор метода и технологии

воздействия, состава и объема реагента, темпа закачки кислоты [80], [81], изучение скорости растворения породы коллектора в различных термобарических условиях и возможности замедления скорости реакции [83], [84]. Лишь некоторые исследователи указывают на необходимость прогнозирования давления закачки кислоты, считая его одним из важнейших параметров режима обработки ОЗС [82], [85]. Выбор давления закачки кислоты рекомендуется проводить из условия недостижения гидроразрыва пород [82], [84]. Теоретически рассматривая давление гидроразрыва при отсутствии гидродинамической связи пласта со скважиной, авторы [86] приводят ряд формул для его расчета при известном пластовом, геостатическом и гидростатическом давлениях и коэффициенте Пуассона. Анализируя результаты КО, автор работы [87] показывает, что давление закачки кислоты в значительной степени определяется такими геолого-физическими особенностями коллекторов, как вторичная пористость, трещиноватость, литологическая изменчивость пород, наличие зон тектонических нарушений и т. п. Изучение результатов кислотных обработок скважин на месторождениях Припятского прогиба показало, что давление закачки кислоты при первых кислотных обработках изменяется в очень широких пределах. Оно в значительной степени определяется ФЕС пласта и степенью кольматации околоствольной зоны скважин.

Упростить и ускорить процесс оценки давления закачки кислоты можно, если по промысловым данным, на основании ранее выполненных интенсифицирующих обработок, установить статистические зависимости между геолого-физическими характеристиками объектов воздействия и начальным (предельным) давлением нагнетания кислоты. За критерий, характеризующий начальное давление закачки кислоты, при котором возможно восстановление гидродинамической связи, выбран градиент ( $\Gamma$ ), представляющий собой отношение забойного давления, при котором пласт начинает принимать кислоту, к глубине скважины от устья до середины интервала перфорации. В качестве петрофизических характеристик пласта при наличии гидродинамических исследований можно использовать значения коэффициентов гидропроводности ( $kh/\mu$ ) и закупорки околоствольной зоны ( $K_c$ ), полученные по результатам испытаний объектов в процессе бурения. Для объектов, по которым гидродинамические исследования не проводились, за характеристику пласта можно принять тип коллектора, удельную емкость пласта ( $k_{п.о} \cdot h$ ) и состояние его околоствольной зоны, степень ее кольматации [88]. Для получения таких зависимостей авторами [88] проведен анализ по 168 объектам с известными гидропроводностью пласта и коэффициентом закупорки околоствольной зоны и по 286 объ-

ектам с известной удельной емкостью пласта для условий месторождений Припятского прогиба.

Сопоставление градиента давления закачки кислоты с гидропроводностью пласта показало, что между этими характеристиками существует определенная зависимость (рис. 2.13). С уменьшением гидропроводности пласта до  $0,1-0,001 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  градиент давления закачки кислоты возрастает до  $(0,022-0,025)10^{-2} \text{ МПа/м}$ . Одновременно наблюдается довольно четкая дифференциация точек в зависимости от степени кольтматации околоствольной зоны. За критерий, характеризующий степень кольтматации околоствольной зоны, выбран коэффициент закупорки  $K_c$ , представляющий собой отношение потенциального дебита скважины к фактическому и определяемый при обработке кривых восстановления давления, полученных при испытании продуктивных горизонтов [19].

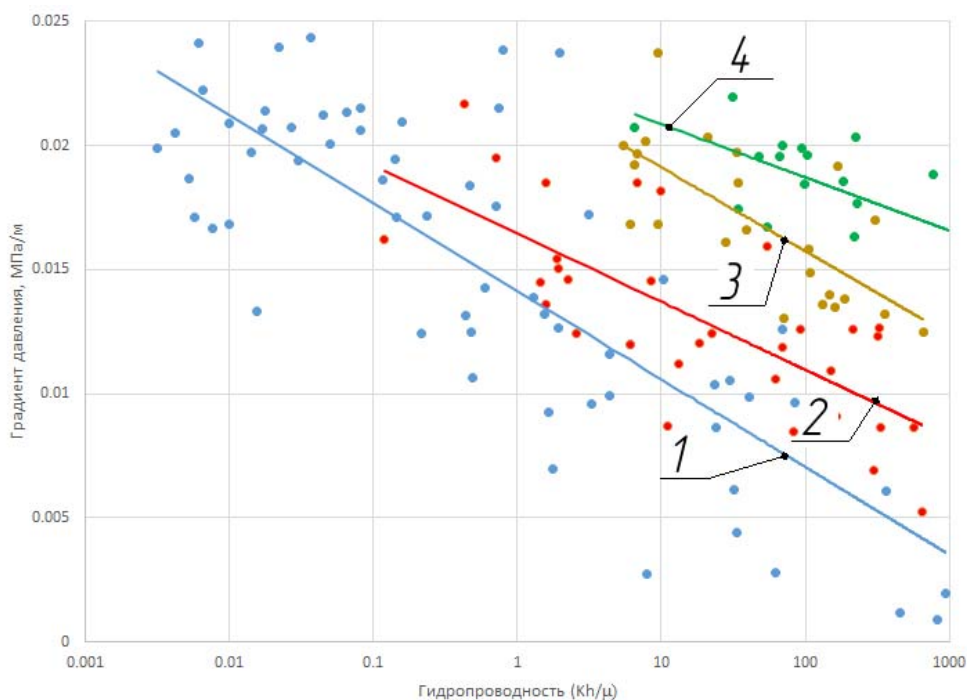


Рис. 2.13. Зависимость градиента давления закачки кислоты в пласт от гидропроводности околоствольной зоны скважин при степени кольтматации: 1 – незначительная; 2 – невысокая; 3 – средняя; 4 – высокая

Для анализа объекты по степени кольтматации разделили на четыре класса: с незначительной ( $K_c \leq 2$ ); невысокой ( $2 < K_c \leq 4$ ); средней ( $4 < K_c \leq 8$ ); высокой ( $K_c > 8$ ) степенью кольтматации. В результате установлено, что при одних и тех же значениях гидропроводности пласта (рис. 2.13) с ростом степени кольтматации градиент давления

закачки кислоты увеличивается. Так, при  $kh/\mu \approx 100 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/мПа} \cdot \text{с}$  для объектов с  $K_c \leq 2$ ,  $\Gamma = (0,012-0,016)10^{-2} \text{ МПа/м}$ , а для объектов с  $K_c > 8$ ,  $\Gamma = (0,020-0,022) 10^{-2} \text{ МПа/м}$  [88].

Обработка данных по каждому классу объектов методами математической статистики [89] позволила получить уравнения регрессии, характеризующие изменение градиента давления закачки кислоты от гидропроводности пласта для каждого класса объектов.

Для объектов:

– первого класса:

$$\Gamma = (1,864 - 0,217 \lg kh/\mu)10^{-2}, r = 0,868; \quad (2.9)$$

– второго класса:

$$\Gamma = (2,078 - 0,194 \lg kh/\mu)10^{-2}, r = 0,822; \quad (2.10)$$

– третьего класса:

$$\Gamma = (2,306 - 0,182 \lg kh/\mu)10^{-2}, r = 0,915; \quad (2.11)$$

– четвертого класса:

$$\Gamma = (2,444 - 0,169 \lg kh/\mu)10^{-2}, r = 0,900, \quad (2.12)$$

где  $r$  – коэффициент корреляции.

Уравнения (2.9)–(2.12) позволяют прогнозировать градиент давления закачки кислоты с вероятностью 50 %. Для увеличения вероятности прогноза по каждому из уравнений (2.9)–(2.12) определили 90%-й доверительный интервал [89], верхнюю границу которого приняли в качестве зависимости для прогнозирования градиента давления закачки. В результате таких преобразований получили следующие уравнения для объектов:

– первого класса:

$$\Gamma = (2,064 - 0,217 \lg kh/\mu)10^{-2}; \quad (2.13)$$

– второго класса:

$$\Gamma = (2,266 - 0,194 \lg kh/\mu)10^{-2}; \quad (2.14)$$

– третьего класса:

$$\Gamma = (2,532 - 0,182 \lg kh/\mu)10^{-2}; \quad (2.15)$$

– четвертого класса:

$$\Gamma = (2,628 - 0,169 \lg kh/\mu)10^{-2}. \quad (2.16)$$



Определив из выражений (2.13)–(2.16) градиент давления закачки кислоты по объектам с известной гидропроводностью пласта и степенью закупорки околоствольной зоны и создав условия для достижения расчетного градиента, можно ожидать появления гидродинамической связи с пластом при первой СКО с вероятностью 90 %.

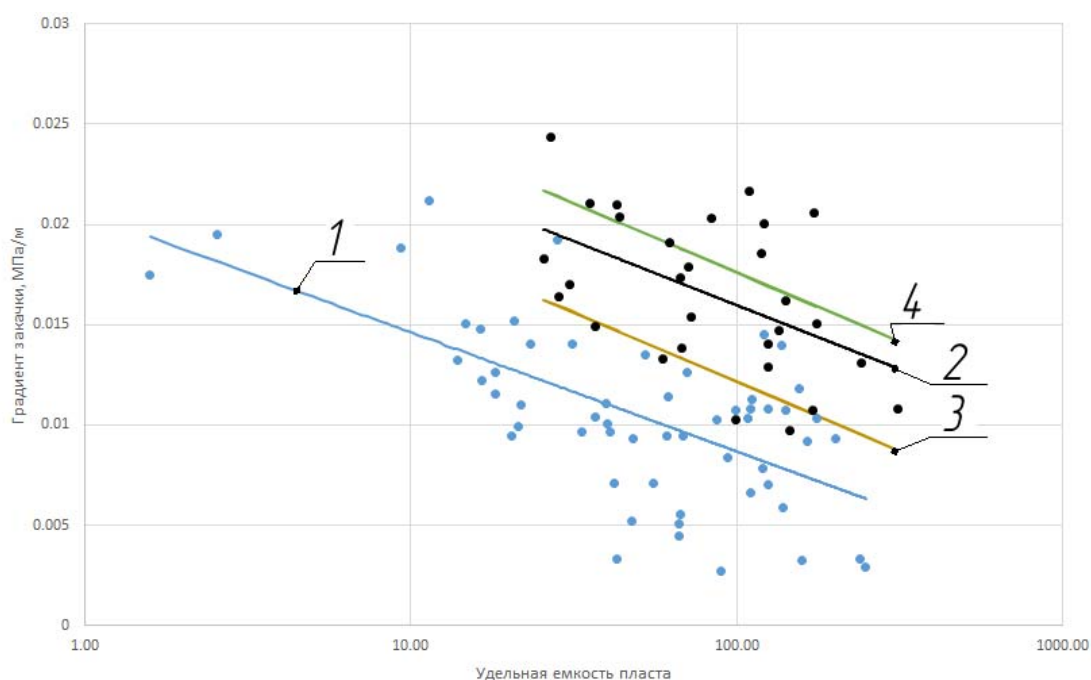
Анализ восстановления гидродинамической связи с пластом кислотными составами по объектам, где имелись данные о коллекторских свойствах только по ГИС, показал, что наиболее тесная корреляционная связь существует между градиентом давления закачки кислоты и удельной емкостью пласта.

Важнейшими нефтепродуктивными горизонтами на месторождениях Припятского прогиба являются елецкий, задонский (межсолевые отложения), воронежский, семилукский и саргаевский (подсолевые). Основную емкость пород-коллекторов составляют поры и каверны. Пути фильтрации наряду с порами и кавернами служат также трещины. Коллекторы продуктивных горизонтов относятся к классу сложных (смешанных). В зависимости от долевого участия каверновой составляющей в общей емкости сложного коллектора выделяют каверново-порово-трещинный и порово-каверново-трещинный типы коллекторов. Как правило, первые при всех прочих равных условиях обладают самыми высокими ФЕС. В породах семилукского горизонта развит первый, а саргаевского и воронежского – второй тип коллектора. Межсолевой толще, отличающейся большим по сравнению с подсолевой морфогенетическим разнообразием карбонатных пород, свойственны оба типа коллекторов.

В связи с различающимися условиями развития трещиноватости в подсолевых (блоковая тектоника) и межсолевых (пликативно-блоковая) отложениях каверново-порово-трещинные коллекторы семилукского горизонта отличаются от аналогичного типа коллекторов задонского и елецкого горизонтов. Подобные различия также характерны для порово-каверново-трещинных коллекторов подсолевых и межсолевых отложений.

Если для зависимости градиента давления закачки кислоты от гидропроводности пласта (рис. 2.13) все точки на корреляционных полях, независимо от типа коллектора, образуют единые корреляционные поля для каждого из выделенных по степени кольматации околоствольной зоны класса объектов, то для зависимости градиента давления закачки кислоты от удельной емкости наблюдается выделение для различных типов коллекторов своих корреляционных полей.

Последние имеют вид, аналогичный приведенному на рис. 2.14 полю для каверново-порово-трещинного типа коллектора семилукского горизонта, но несколько смещены друг относительно друга. На корреляционных полях наблюдается дифференциация точек по закольматированным и закольматированным объектам. Разделение объектов на закольматированные и закольматированные проводили по качественным признакам: наличию сужений ствола скважины в интервалах пород-коллекторов, изменению дебита после вступления скважин в эксплуатацию, результатам гидродинамических исследований объектов в процессе эксплуатации и т. д. По этим признакам численно оценивать значение степени кольтматации околоствольной зоны объекта, которое он имел до интенсификации притока, практически невозможно. Поэтому объекты разделили только на два класса: закольматированные и закольматированные. Обработка координат точек по объектам с закольматированной и закольматированной околоствольной зоной методами математической статистики [89] позволила получить уравнения регрессии, приведенные в верхней части табл. 2.2.



*Рис. 2.14.* Зависимость градиента давления закачки кислоты от удельной емкости пласта для каверново-порово-трещинных коллекторов семилукского горизонта: 1 – линия регрессии для коллекторов с закольматированной ОЗС; 2 – линия регрессии для коллекторов с закольматированной ОЗС; верхняя граница доверительного интервала для объектов: 3 – закольматированных; 4 – закольматированных

Таблица 2.2

## Уравнения зависимости градиента давления закачки кислоты от удельной емкости пласта и состояния ОЗС

Горизонт, тип коллектора	Незакольматированные объекты		Закольматированные объекты	
	Уравнение регрессии	$r$	Уравнение регрессии	$r$
Семилукский, каверново-порово-трещинный	$\Gamma = (2,325 - 0,412 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,915	$\Gamma = (2,718 - 0,398 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,874
Саргаевский и воронежский, порово-каверново-трещинный	$\Gamma = (2,261 - 0,352 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,925	$\Gamma = (2,275 - 0,364 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,963
Задонско-елецкий, каверново-порово-трещинный	$\Gamma = (2,416 - 0,369 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,926	$\Gamma = (2,328 - 0,144 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,803
Задонско-елецкий, порово-каверново-трещинный	$\Gamma = (2,392 - 0,288 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,828	$\Gamma = (2,557 - 0,191 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	0,878
<i>Уравнения для прогнозирования градиента</i>				
Семилукский, каверново-порово-трещинный	$\Gamma = (2,571 - 0,412 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–	$\Gamma = (2,970 - 0,398 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–
Саргаевский и воронежский, порово-каверново-трещинный	$\Gamma = (2,423 - 0,352 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–	$\Gamma = (2,859 - 0,364 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–
Задонско-елецкий, каверново-порово-трещинный	$\Gamma = (2,657 - 0,369 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–	$\Gamma = (2,550 - 0,144 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–
Задонско-елецкий, порово-каверново-трещинный	$\Gamma = (2,616 - 0,288 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–	$\Gamma = (2,774 - 0,191 \lg k_{п.о} \cdot h)10^{-2}$	–

Определив для каждого из приведенных в табл. 2.2 уравнений регрессии 90%-й доверительный интервал [89] и приняв в качестве зависимости для прогнозирования градиента давления закачки кислоты верхнюю границу доверительного интервала, получили уравнения, приведенные в нижней части табл. 2.2. Эти уравнения позволяют прогнозировать градиент давления закачки кислоты при известной удельной емкости пласта с вероятностью не ниже 90 %.

Сопоставление значений, рассчитанных по полученным формулам, и фактических давлений на забое скважин при восстановлении гидродинамической связи пласта со скважиной посредством КО показывает, что в большинстве случаев расчетное давление превышает фактическое [88]. Прогнозирование градиента давления закачки кислоты при первой КО по рассмотренной схеме позволяет рассчитать забойное давление, при достижении которого на большинстве объектов первой КО достигается гидродинамическая связь пласта со скважиной. Прогнозирование давления закачки кислоты, при котором возможна приемистость ее в пласт, позволяет сократить число неэффективных КО и период времени интенсифицирующей обработки.

## **2.9. Применение методов математической статистики для планирования мероприятий по интенсификации притока из пласта**

При планировании геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти и газа важно заранее определить насколько намечаемый технологический процесс будет успешен – позволит повысить продуктивность скважины, увеличить ее дебит и объемы добычи продукции. Это возможно лишь в том случае, если существует система прогнозирования успешности и технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) по геолого-физическим характеристикам пласта, промысловым характеристикам работы скважины, технологическим режимам планируемого процесса интенсификации.

В настоящее время существует ряд методов диагностирования и прогнозирования технологической эффективности и успешности намеченных к выполнению технологических решений с помощью различных адаптационно-обучающих моделей [90]–[93]:

- нейронных сетей;
- факторного анализа;
- статистических процедур последовательного анализа и распо-

знавания образов;

- параметрических критериев распознавания образов;
- метода главных компонент;
- метода потенциальных функций;
- метода дискриминантных функций и др.

Наиболее простой и надежной адаптационно-обучающей моделью, позволяющей оценить и спрогнозировать эффективность и успешность получения положительного результата по планируемому к реализации технологическому решению как качественно, так и количественно является статистическая процедура последовательного анализа и распознавания образов. Процедура может быть использована при разных распределениях признаков в сопоставимых объектах. Она основана на рассмотрении упорядоченных рядов признаков в сравнимых группах наблюдений [94].

Опыт прогнозирования успешности мероприятий по интенсификации притока с помощью адаптационно-обучающей модели по скважинам нефтяных месторождений Республики Беларусь и других нефтегазодобывающих регионов показал, что за счет диагностирования необходимости выполнения обработок, оценки их предполагаемой успешности и ожидаемого технологического эффекта, подбора для выполнения мероприятий тех скважин, на которых положительные результаты можно ожидать с вероятностью не менее 85–90 %, подбора тех скважин, на которых ожидается максимальный технологический эффект, успешность рентабельных ГТМ можно увеличить до 75–80 % [95]–[97].

Основным условием прогнозирования успешности ГТМ с применением адаптационно-обучающих моделей является наличие выполненных ранее мероприятий. Из массива этих мероприятий формируется обучающая выборка. В обучающей выборке должно присутствовать примерно равное количество успешных и неуспешных мероприятий. Суммарный объем выборки следует брать не менее 20–30 скважино-операций. По каждой скважино-операции в обучающую выборку включают до 50–60 геолого-физических, промысловых и технологических признаков (показателей), характеризующих объекты воздействия. Среди этих признаков определяются наиболее значимые, т. е. те, которые дают возможность отличить успешное мероприятие от неуспешного.

Анализ признаков обучающей выборки позволяет создать, с определенной долей вероятности, образ объекта, для которого рассматриваемое

мероприятие может обеспечить максимальный технологический эффект.

В нефтепромысловой практике при планировании ГТМ инженер-технолог принимает одно из двух решений: проводить воздействие или не проводить воздействие. При этом он ориентируется на собственную интуицию, которая основана на осмыслении фактических геолого-промысловых данных по скважине и сравнении их с данными по другим скважинам. Интуитивный подход, при наличии большого массива данных по нескольким или многим скважинам, затрудняет принятие правильного решения, особенно если данные имеют значительный диапазон изменчивости, варьируют в широких пределах. В этих условиях статистический анализ является важным инструментом в принятии правильного решения. Он позволяет инженеру сформировать свое решение в количественной и логической форме. На формирование правильного количественного и логического решения при планировании ГТМ и направлен прогноз ожидаемой успешности ГТМ, выполняемый с применением адаптационно-обучающих моделей.

В качестве примера прогнозирования успешности ГТМ с применением адаптационно-обучающих моделей можно привести прогнозирование технологии комплексного воздействия на пласт по одному из месторождений. На этом месторождении по указанной технологии были выполнены 22 скважино-операции, среди которых по ряду операций положительного результата добиться не удалось. Этот результат показал, что данная технология имеет граничные условия эффективного применения. Применение для прогнозирования успешности технологии адаптационно-обучающей модели позволило выяснить, в каких геолого-промысловых условиях она может обеспечить положительный результат. Исключив из программы работ скважины с наименьшей ожидаемой эффективностью, можно значительно повысить технологическую успешность и рентабельность работ.

Для формирования обучающей выборки по скважинам, на которых проведено комплексное воздействие, из баз данных ГИС, ГДИ, добыча была выбрана геолого-промысловая информация (признаки), характеризующая объекты воздействия. В качестве признаков объектов воздействия использовались:

- эффективная толщина пласта в интервале перфорации, м;
- средневзвешенный коэффициент пористости пласта в интервале перфорации, %;
- удельная емкость пласта в точке вскрытия, ед.;
- толщина перемычки между нефте- и водонасыщенными частями пласта, м;

- число проницаемых пропластков в интервале перфорации, ед.;
- минимальная толщина проницаемого пропластка, м;
- максимальная толщина проницаемого пропластка, м;
- отношение максимальной толщины пропластка к минимальной, ед.;
- коэффициент песчаности, ед.;
- средневзвешенная проницаемость пласта в интервале перфорации,  $\text{мкм}^2$ ;
- средневзвешенная гидропроводность пласта,  $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа} \cdot \text{с}$ ;
- значение  $\alpha$ -ПС, ед.;
- начальный дебит скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;
- максимальный дебит скважины в истории ее эксплуатации,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;
- средний дебит скважины за весь период эксплуатации,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;
- текущий дебит скважины (дебит скважины перед переводом в простой, бездействие),  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;
- продолжительность работы скважины с максимальным дебитом, сут;
- накопленная добыча нефти, т;
- продолжительность эксплуатации скважины, сут;
- длительность простоя скважины (для бездействующего фонда), сут;
- средний дебит по окружающим скважинам за весь период их эксплуатации,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Обучающая выборка формировалась в виде таблицы, содержащей численные значения всех вышеперечисленных признаков. В последней колонке этой таблицы знаком «+» или «–» обозначалась успешность фактически проведенного мероприятия. К успешным мероприятиям были отнесены все операции, по которым дополнительная добыча нефти обеспечила окупаемость затрат на проведение мероприятия. Далее с помощью разработанного программного пакета «ARM-Технолог» проведен расчет параметров обучающей выборки, определена информативность каждого признака. В табл. 2.3 приведены признаки в порядке убывания их информативностей для геолого-промысловых условий рассмотренного месторождения при проведении комплексного воздействия на пласт.

По величине численного значения информативностей признаки относятся к значимым и малозначимым. Считается, что признак значимый, если значение его информативности меньше 0,5. Из табл. 2.3 видно, что в геолого-промысловых условиях Вынгаяхинского месторождения для прогнозирования успешности комплексного воздейст-

вия на пласт из 21 выбранного признака значимыми являются 13. Остальные 8 признаков – малозначимые. Наибольшей информативностью обладают следующие признаки:

- средний дебит по окружающим скважинам (3,176);
- средний дебит за период эксплуатации (1,934);
- текущий дебит (1,656);
- мощность перемычки (1,565);
- гидропроводность пласта (1,538).

Информативность этих признаков более 1,5 ед.

По информативности признаков рассчитываются диагностические коэффициенты, с помощью которых определяются пороги областей, в которых вероятность получения положительного результата от комплексного воздействия на пласт максимальна (более 90 %).

Таблица 2.3

#### Информативность геолого-промысловых признаков (показателей)

Наименование признака	Единица измерения	Значение информативности признаков
Средний дебит по окружающим скважинам	т/сут	3,176
Средний дебит скважины за период эксплуатации	т/сут	1,934
Текущий дебит	т/сут	1,656
Толщина перемычки между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта	м	1,565
Гидропроводность пласта	мкм <sup>2</sup> ·см/мПа·с	1,538
Продолжительность простоя в бездействии	сут	1,211
Проницаемость пласта	мкм <sup>2</sup>	1,128
Число проницаемых пропластков	ед.	1,091
Удельная емкость пласта	ед.	0,964
Максимальная толщина пропластка	м	0,893
Отношение максимальной и минимальной толщин	ед.	0,610
Коэффициент песчанистости	ед.	0,588
Эффективная толщина пласта	м	0,559
Суммарное число дней эксплуатации	сут	0,464
Максимальный дебит скважины	т/сут	0,413



Наименование признака	Единица измерения	Значение информативности признаков
Накопленная добыча нефти	т	0,358
Дебит в момент ввода в эксплуатацию	т/сут	0,336
Длительность эксплуатации с максимальным дебитом	сут	0,313
Коэффициент пористости	%	0,253
Минимальная эффективная толщина пропластков	м	0,247
$\alpha$ -ПС	ед.	0,221

Тестирование обучающей выборки по полученным диагностическим коэффициентам, для оценки возможности прогноза с ее помощью успешности комплексного воздействия на пласт в условиях рассматриваемого месторождения, показало, что в 95 % случаев программа правильно распознает успешные и неуспешные операции. Ее можно использовать для прогнозирования успешности новых намечаемых мероприятий.

Для определения объектов, на которых можно успешно провести комплексное воздействие на пласт и получить технологический эффект, обеспечивающий рентабельную добычу нефти, выполнено тестирование по 375 действующим и бездействующим скважинам месторождения. Прогноз показал, что с вероятностью более 90 %, по 141 скважине можно после проведения комплексного воздействия на пласт ожидать получение положительного результата. По 64 скважинам с вероятностью более 90 % можно ожидать отрицательного результата, т. е. того, что работы будут неэффективны. По 170 скважинам с вероятностью около 50 % можно ожидать как положительного, так и отрицательного результата. Для уточнения ожидаемой эффективности от комплексного воздействия по этим скважинам необходимо расширить обучающую выборку, увеличив число рассматриваемых признаков.

Включение в программу проведения комплексного воздействия мероприятий из числа 141, с высокой вероятностью получения успеха, и проведение интенсификации по ним показало, что на 87,5 % прогноз оправдался.

Необходимо отметить следующее: применение данного подхода для обоснования успешности ГТМ по разным технологиям предполагает формирование для каждой технологии своих обучающих выборок. Кроме того, необходимо формировать обучающие выборки и проводить анализ каждой технологии для пластов с близкими геолого-физическими характеристиками пластов.

Широкое внедрение адаптационно-обучающих моделей для планирования ожидаемой эффективности ГТМ по различным технологиям позволит повысить фактическую успешность мероприятий до 80–90 % и получить значительный экономический эффект.

## Глава 3. ВОЛНОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

Волновые (гидродинамические) технологии воздействия на ОЗС осуществляются путем создания волн изменения давления на устье или забое скважины. Лабораторные и промысловые исследования показали, что эффективность гидродинамического воздействия зависит от величины импульса изменения давления и частоты [98], [99].

Исследования влияния частоты волнового воздействия на глубину эффективной обработки ОЗС показали, что чем ниже частота, тем глубже проникновение гидродинамических волн давления в пласт до полного затухания и, соответственно, глубже зона обработки [100], [101]. Если при частоте воздействия  $2 (10^4 - 10^{10})$  Гц глубина воздействия не превышает 1–2 см, то при снижении частоты до 20–40 Гц она возрастает до 1,0–2,5 м. Наиболее эффективны субинфразвуковые гидродинамические волны, с частотой 0,5 Гц, при воздействии которых, обработке подвергаются зоны пласта вокруг ствола скважины до 100 и более метров.

При проникновении гидродинамических волн из скважины в пласт через перфорационные отверстия за счет дифракции часть гидродинамической энергии теряется в зоне перфорации. Для субинфразвуковых частот эти потери незначительны и не превышают 10–20 % [100]. С ростом частоты волнового воздействия до 60–100 Гц потери энергии возрастают до 60–80 %. Для ультрозвуковых волн гидродинамическое поле практически не доходит даже до ОЗС, полностью теряя свою энергию в зоне перфорации.

Изучение движения гидродинамических волн по НКТ показало, что для частот, не превышающих 20 Гц, потери в амплитуде давления при движении волн на глубину 2000 м не превышают 17 % [102]. При более высокочастотных колебаниях наблюдается значительное затухание волн давления.

В результате теоретических исследований [103] установлено, что в трещиновато-пористом пласте высокочастотные колебания затухают намного быстрее низкочастотных.

Обзор литературных источников показывает, что при воздействии на ОЗС с помощью волновых технологий наибольший эффект можно получить при использовании волн давления субинфразвуковой частоты, так как они хорошо проникают в пласт через перфорационные отверстия и не теряют быстро своей энергии при движении по пласту.

### **3.1. Метод переменных давлений**

Воздействие волнами давления субинфразвуковых частот можно осуществлять с устья скважины без спуска на забой специального оборудования, что значительно упрощает процесс и технологию воздействия. Метод переменных давлений можно отнести к методам волнового воздействия с субинфразвуковой частотой.

На начальных стадиях разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба метод переменных давлений (МПД) нашел среди технологий интенсификации притока достаточно широкое применение. Переменными давлениями на ОЗС воздействовали в большинстве случаев, когда после перфорации приток пластового флюида отсутствовал. Сущность технологии заключалась в следующем. На устье скважины при закрытом затрубном пространстве путем нагнетания жидкости в насосно-компрессорные трубы создавали избыточное давление, как правило, 20–22 МПа, близкое к давлению опрессовки эксплуатационных колонн, но не превышающее его. После этого, открывая специальный клапан или задвижку, мгновенно сбрасывали давление, создавая импульс изменения давления. Импульс изменения давления по колонне НКТ передавался на забой скважины и на пласт, создавая условия разрушения зоны кольматации и выноса из ОЗС твердой фазы кольматанта.

В качестве рабочей жидкости используют техническую воду плотностью 1020–1040 кг/м<sup>3</sup>, реже минерализованную пластовую воду плотностью 1060–1180 кг/м<sup>3</sup>.

Анализ результатов воздействия переменными давлениями показал, что в ряде случаев положительного результата не достигали – гидродинамическая связь пласта со скважиной отсутствовала. В то же время последующие кислотные обработки таких объектов при репрессиях на пласт 20–60 МПа в большинстве случаев позволяли вос-

становить связь скважины с пластом, получить приток пластового флюида.

В работе [104] показано, что эффективность МПД в значительной мере определяется характером создания депрессии на пласт, который связан с интенсивностью изменения забойного давления. При этом чем интенсивнее создана депрессия на пласт, т. е. чем меньше период времени при изменении давления от максимального  $P_{\max}$  до минимального  $P_{\min}$  значения, тем более эффективно происходит процесс разрушения зоны кольматации и декольматации каналов фильтрации. В результате экспериментального изучения влияния длины трубопровода на темпы падения давления в процессе МПД на забое скважины после сброса избыточного давления на устье доказано [104], что в глубоких скважинах, с глубиной более 2000 м, создать мгновенную депрессию в прифильтровой зоне путем мгновенного изменения давления на устье скважины затруднительно. В связи с этим в глубоких скважинах вместо переменных давлений рекомендовалось применять другие методы гидромеханического воздействия на пласт.

Основная масса продуктивных горизонтов в пределах месторождений Припятского прогиба залегает на глубинах, значительно превышающих 2000 м. Но, несмотря на это, из всех пластов, где интенсификацию притока проводили после вторичного вскрытия пластов с применением МПД, в 27,3 % случаев гидродинамическая связь пласта со скважиной была восстановлена. Анализ материалов выполненных работ показал, что с увеличением глубины залегания продуктивных пластов практически не наблюдается определенной связи между глубиной и успешностью восстановления гидродинамической связи пласта со скважиной МПД (табл. 3.1).

Таблица 3.1

**Успешность МПД для пластов с различной глубиной залегания**

Наименование параметра	Глубины залегания пластов, м				
	< 2000	2000–2500	2500–3000	3000–3500	> 3500
Распределение пластов с МПД по глубинам, %	11,5	14,9	19,1	17,0	37,5
Успешность МПД, %	50,0	0	39,5	66,3	21,2

Из табл. 3.1 видно, что МПД можно успешно применять для восстановления гидродинамической связи пласта со скважиной и в скважинах с глубиной более 3000 м. Глубина залегания объекта не является основным фактором, определяющим успешность реализации технологии.

Известно, что процесс воздействия на ОЗС переменными давлениями представляет собой воздействие обратного гидравлического удара [105], связанного с мгновенным изменением давления в системе скважины путем мгновенного изменения давления на устье. При этом происходит близкое к мгновенному изменение давления и на забое скважины, приводящее к механическим повреждениям пород, скалыванию и дроблению их [106], очистке перфорационных каналов и каналов фильтрации в ОЗС от кольматантов, снижающих проницаемость. Основная цель воздействия на пласт переменными давлениями заключается в декольматации (очистке) каналов фильтрации от твердой фазы и водной фазы, снижающей фазовую проницаемость для нефти.

Анализ технологии воздействия переменными давлениями на пласт показал, что все операции по условиям их проведения можно разделить на три группы [18]:

1) давление столба рабочей жидкости на забой ( $P_{\text{заб.ж}}$ ) в статическом состоянии при открытом трубном и затрубном пространствах выше пластового ( $P_{\text{пл}}$ );

$$2) P_{\text{заб.ж}} \approx P_{\text{пл}};$$

$$3) P_{\text{заб.ж}} < P_{\text{пл}}.$$

Исходя из теоретических и практических исследований [105], во всех рассмотренных случаях изменение давления на забое скважины будет происходить, по-видимому, по затухающей синусоиде так, например, как показано на рис. 3.1. В точке  $A$  ( $A'$ ,  $A''$ ) забойное давление равно давлению столба рабочей жидкости в скважине в статических условиях. Участок  $AB$  ( $A'B'$ ,  $A''B''$ ) соответствует нагнетанию рабочей жидкости насосным агрегатом в скважину (созданию избыточного давления на пласт). Точка  $B$  ( $B'$ ,  $B''$ ) соответствует максимальному забойному давлению  $P_{\text{max}}$  в процессе МПД. Участок  $BC$  ( $B'C'$ ,  $B''C''$ ) соответствует воздействию на пласт знакопеременными затухающими во времени нагрузками после мгновенного сброса избыточного давления на устье скважины.

Точка  $C$  ( $C'$ ,  $C''$ ) соответствует установившемуся давлению рабочей жидкости на забой в статических условиях после затухания процесса изменения давления ( $P_{\text{заб.ж}}$ ). Точка  $D$  ( $D'$ ,  $D''$ ) отвечает минимальному забойному давлению ( $P_{\text{min}}$ ) и максимальной динамической депрессии на пласт. На участке  $BD$  ( $B'D'$ ,  $B''D''$ ) давление интенсивно изменяется от максимальной репрессии до максимальной динамической депрессии.

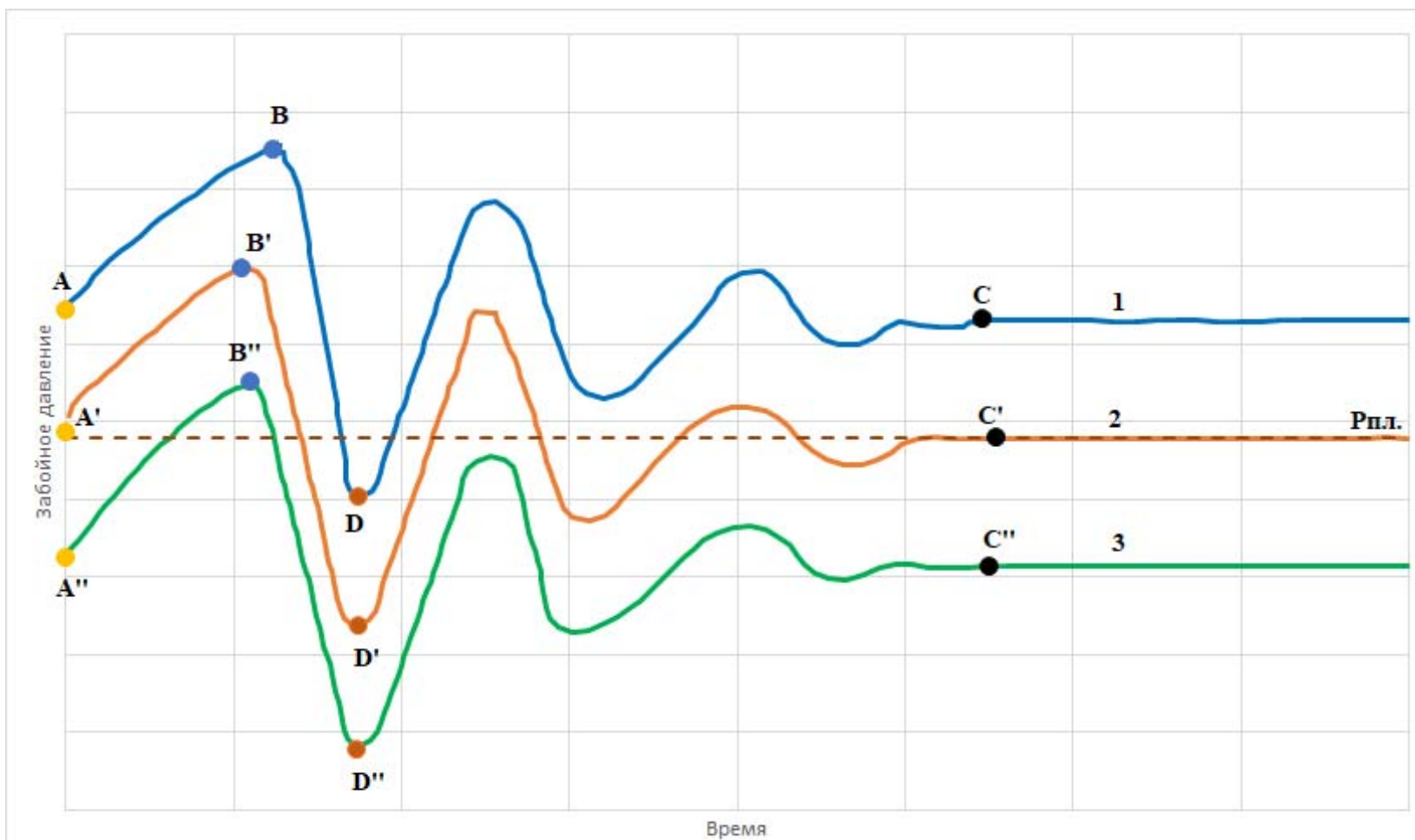


Рис. 3.1. Динамика забойного давления при воздействии на ОЗС переменными давлениями

Процесс воздействия переменными давлениями на ОЗС закольматированного пласта с целью декольматации каналов фильтрации состоит из трех этапов:

1) воздействие высокой статической репрессией, которая равна  $\Delta P_p = P_{\max} - P_{\text{пл}}$  и способствует частичному раскрытию каналов фильтрации;

2) воздействие высокими разно изменяющимися знакопеременными нагрузками, способствующими отрыву частиц твердой фазы от стенок каналов фильтрации;

3) воздействие высокой статической депрессией  $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.ж}}$ , которая в условиях некоторого отставания процесса релаксации напряжений в породе коллектора позволяет удалить твердую фазу кольматантов из каналов фильтрации до начала уменьшения просветности каналов фильтрации за счет увеличивающегося эффективного давления.

Рассматривая динамику изменения забойного давления в процессе воздействия переменными давлениями для условий 1–3 (рис. 3.1), следует отметить, что при условии 1 ( $P_{\text{заб.ж}} > P_{\text{пл}}$ ) после зарождения импульса изменения давления на устье знакопеременные нагрузки на забое будут находиться в основном в области давлений, превышающих пластовое. В фазе понижения давления возможны кратковременные небольшие уменьшающиеся депрессии на пласт. В этих условиях отсутствует возможность отрыва частиц твердой фазы от стенок каналов фильтрации, так как значения импульсов депрессии недостаточны для этого.

При условии 2 ( $P_{\text{заб.ж}} \approx P_{\text{пл}}$ ) на стадии знакопеременных нагрузок давление на забое будет изменяться как в сторону затухающих кратковременных депрессий, так и в сторону кратковременных затухающих репрессий более или менее равномерно. Однако если в рассмотренных условиях даже произойдет отрыв твердой фазы от стенок каналов фильтрации в период воздействия на ОЗС знакопеременными нагрузками, то выноса ее не произойдет, так как нет условий для интенсивного движения пластового флюида к забою скважины (отсутствует продолжительная статическая депрессия на пласт).

Наиболее благоприятным для проведения успешной операции по воздействию на пласт переменными давлениями является условие 3, так как в данном случае, во-первых, на стадии знакопеременных нагрузок давление на забое будет изменяться от максимальных репрессий до глубоких динамических депрессий, а, во-вторых, после затухания импульса на пласт будет воздействовать продолжительная стати-



ческая депрессия, и, соответственно, будет происходить вынос твердой фазы пластовым флюидом.

Вышеизложенное подтверждается результатами анализа эффективности воздействия на ОЗС переменными давлениями в условиях нефтяных месторождений Припятского прогиба. Установлено, что во всех операциях, где  $P_{\text{заб.ж}} > P_{\text{пл}}$  гидродинамической связи пласта со скважиной не получили.

В то же время многие операции, проводившиеся при условии  $P_{\text{заб.ж}} < P_{\text{пл}}$ , оказались успешными. Успешность операций по декольматации ОЗС переменными давлениями возрастает с ростом статической депрессии, которая создается на пласт после затухания знакопеременных нагрузок (рис. 3.2).

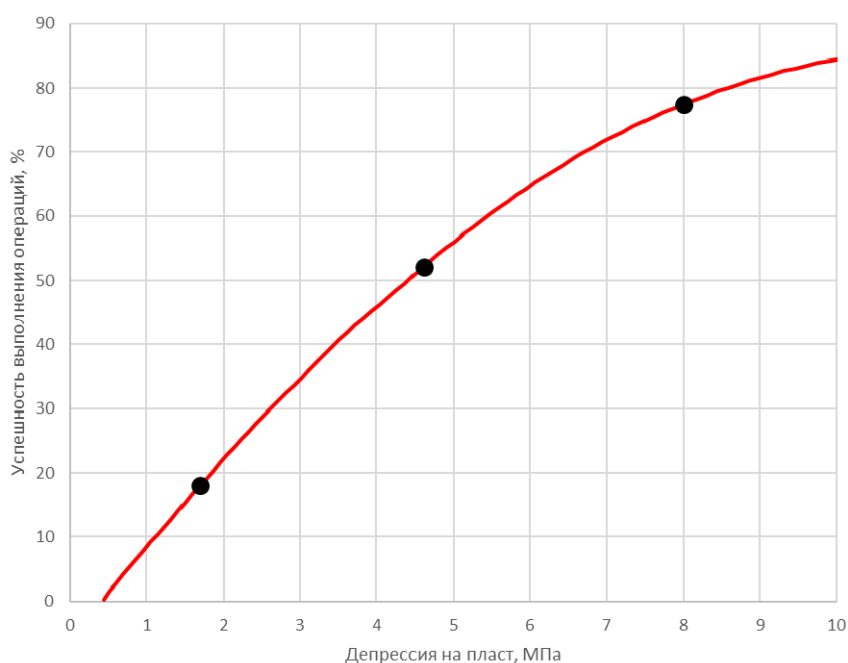


Рис. 3.2. Зависимость успешности МПД от величины депрессии на пласт

Как видно из рис. 3.2, при возрастании статической депрессии на пласт до 6–8 МПа успешность операций МПД возрастает до 60–75 %. Поэтому при проектировании гидромеханического воздействия на пласт переменными давлениями необходимо учитывать пластовое давление и, ориентируясь на него, выбирать плотность рабочей жидкости с таким расчетом, чтобы статическая депрессия на пласт при проведении воздействия была не менее 6 МПа. Если при минимальной плотности имеющейся в наличии рабочей жидкости статическая депрессия на пласт ожидается менее 6 МПа, то вместо переменных

давлений необходимо применять другие существующие технологии гидромеханического воздействия на ОЗС.

Вторым важным фактором, влияющим на эффективность технологии МПД, является количество циклов воздействия. За один цикл МПД принят период от одного нагнетания рабочей жидкости в скважину до другого. Анализ операций МПД, проведенных при статических депрессиях более 6 МПа, показал, что успешность воздействий, в которых количество циклов было менее 15 составляет 60 %. В то же время практически все операции с количеством циклов воздействия более 20 оказались успешными.

Повышению успешности МПД способствовало проведение перед операцией СКВ [107]. Последнее, по-видимому, связано с тем, что СКВ способствовали очистке от твердой фазы каналов перфорации. В результате при последующем воздействии на ОЗС переменными давлениями более полно передавалась на пласт энергия гидравлического удара, облегчались условия выноса из каналов фильтрации твердой фазы.

При наличии высокой степени кольматации ОЗС воздействие на пласт переменными давлениями требует, по-видимому, чтобы депрессия на пласт была не ниже величины перепада давления (потерь перепада давления), обусловленного кольматацией. Это связано с тем, что в период воздействия статической депрессии должно происходить движение пластового флюида в скважину, способствующее отрыву и выносу твердой фазы. Движение пластового флюида начинается после того, как «воронка депрессии» начинает выходить за пределы закольматированной зоны, т. е. когда депрессия на пласт будет больше величины  $\Delta P > \Delta P_k$ . Здесь  $\Delta P_k$  – величина перепада давления, необходимая для преодоления гидравлических сопротивлений зоны кольматации. Как показал анализ фактических материалов, ни одна из операций МПД, где депрессия на пласт  $\Delta P < \Delta P_k$ , и если перед МПД не проводили СКВ не была успешной.

Как было изложено выше, при проведении МПД необходимо наличие условий для интенсивного выноса из каналов фильтрации кольматантов. Эти условия могут быть в том случае, если МПД проводится при наличии хотя бы минимальной гидродинамической связи пласта со скважиной. В работе [108] показано, что воздействие гидродинамическими импульсами на ОЗС в работающих скважинах позволяет значительно увеличить их производительность. Низкочастотные гидродинамические импульсы оказывают воздействие на ОЗС по всей перфорированной мощности. В результате увеличивается рабо-

тающая мощность пласта [109]. Поэтому при интенсификации притока кислотными обработками в неоднородных пластах после КО желательно проводить воздействие переменными давлениями. При КО в основном интенсификации подвергаются наиболее проницаемые разности пород, а за счет воздействия переменными давлениями будет происходить очистка и подключение в работу более низкопроницаемых разностей пород-коллекторов.

Как было показано выше, одним из главных критериев эффективной очистки ОЗС от продуктов реакции кислотного состава с породой и кольматантов с применением МПД является наличие, после сброса избыточного давления, статической депрессии на пласт, достаточной для интенсивного движения пластового флюида в скважину. В пластах с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическому, или ниже него, по изложенной выше технологии достичь положительного результата невозможно. Поэтому в этих условиях можно воздействие выполнять путем периодического увеличения давления на устье затрубного пространства компрессором [18], [110].

Технология осуществляется оборудованием по схеме, представленной на рис. 3.3.

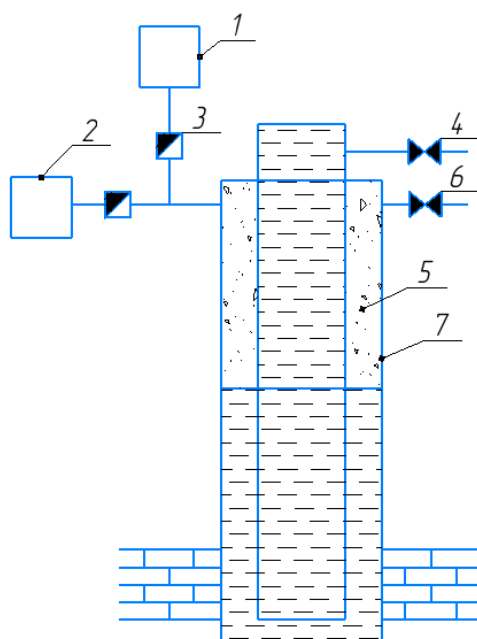


Рис. 3.3. Схема обвязки устья скважины при воздействии на пласт увеличением давления на устье затрубного пространства компрессором: 1 – агрегат; 2 – компрессор; 3 – обратный клапан; 4 – задвижка; 5 – НКТ; 6 – запорный механизм; 7 – обсадная колонна

При закрытом запорном устройстве 6 и открытой задвижке 4 насосным агрегатом 1 восстанавливают циркуляцию рабочей жидкости в скважине. Останавливают насосный агрегат. Компрессором 2 нагнетают в затрубное пространство газообразный агент, оттесняя уровень жидкости к забою. Жидкость из затрубного пространства поступает в НКТ и через задвижку 4 вытесняется на поверхность. Как только уровень жидкости в затрубном пространстве достигнет необходимого и достаточного для получения заданной депрессии на пласт (это контролируется по давлению на компрессоре  $P_{кд}$ ), задвижку 4 закрывают и, продолжая нагнетать газообразный агент, создают репрессию на пласт, увеличивая раскрытость каналов фильтрации. После того, как давление на компрессоре достигнет величины, при которой на пласт создана максимально допустимая репрессия, останавливают компрессор и, мгновенно открыв запорный механизм 6, резко сбрасывают давление, создавая гидравлический удар. В результате, в условиях некоторого отставания процесса релаксации напряжений в матрице коллектора, происходит отрыв и удаление кольматирующих каналов фильтрации компонентов до начала процесса снижения их просветности. Оставляют скважину на 10–15 минут до стабилизации притока, закрывают запорный механизм 6, открывают задвижку 4. Насосным агрегатом 1 восстанавливают циркуляцию жидкости и вымывают на поверхность поступившие из пласта кольматирующие компоненты. Процесс повторяют, выполняя 15–30 циклов воздействия.

Давление компрессора, МПа, при котором будет получена заданная депрессия на пласт, определяют из выражения [18], [110]:

$$P_{кд} = (\rho P_0 / 2\rho_r) \cdot \left[ \sqrt{1 + (4\alpha\rho_r / \rho P_0) (\rho g H \cdot 10^{-6} + \Delta P - P_{пл})} - 1 \right]. \quad (3.1)$$

Давление на компрессоре, МПа, при котором ожидается запланированная репрессия на пласт, определяют из выражения:

$$P_{кр} = (\rho P_0 / 2\rho_r) \cdot \left\{ \sqrt{1 + (4\alpha\rho_r / \rho P_0) \left[ \Delta P_p + \alpha \Delta P + \sqrt{+ (\alpha - 1) (\rho g H \cdot 10^{-6} - P_{пл})} \right]} - 1 \right\}, \quad (3.2)$$

где  $\rho$ ,  $\rho_r$  – плотность рабочей жидкости и газообразного агента в атмосферных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $P_0$  – атмосферное давление, МПа;  $\Delta P$  – заданная депрессия на пласт, МПа;  $\Delta P_p$  – запланированная репрессия на

пласт, МПа;  $g$  – ускорение свободного падения,  $m/s^2$   $\alpha = (D^2 - d_1^2 + d^2)/D^2 - d_1^2$ ;  $H$  – глубина залегания продуктивного пласта от устья до середины интервала перфорации м;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $D$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м;  $d$ ,  $d_1$  – внутренний и внешний диаметр НКТ, м.

### 3.2. Интенсификация добычи нефти с применением струйных насосов

Одной из наиболее эффективных технологий интенсификации добычи нефти с использованием волн давления субинфразвуковой частоты является воздействие с применением струйных насосов. В настоящее время существует целый ряд модификаций струйных насосов для воздействия на ОЗС: УОС-1, УОС-1М, УЭОС-1, УЭОС-2, НСС-1, УГИП, УГИС, НС-604, НС-605, НС-606, НС-608, КОИС и др. [111], которые объединены общим названием – устройства для комплексной обработки пласта (УКОП). Преимуществом технологии с применением УКОП является возможность без подъема скважинного оборудования осуществлять комплекс мероприятий, включающий:

- циклическое воздействие в режиме депрессий-репрессий, депрессий-восстановления пластового давления;
- длительное дренирование пласта;
- закачку в пласт КС, растворителей, других реагентов;
- оперативную очистку ОЗС от продуктов реакции;
- гидродинамические исследования пластов;
- геофизические исследования пластов при депрессии на пласт;
- перфорацию пластов малогабаритными перфораторами типа ПР-43 при депрессии на пласт;
- вибрационное и волновое воздействие на пласт на уровне достигнутой депрессии.

Струйный насос состоит из корпуса со встроенной эжекторной группой (рис. 3.4), включающей сопло  $\delta$ , камеру смешения с диффузором  $\delta$ , полость всасывания. Корпус  $7$  может иметь центральный канал для прохода геофизических приборов или прокачки реагентов, перекрываемый в рабочем состоянии либо уплотнителем геофизического кабеля, либо сменными функциональными вставками.

Функциональные вставки (циркуляционные клапаны, клапаны-отсекатели, опрессовочные клапаны, вставные эжекторные узлы,

вставки для проведения ПГИ на притоке) струйного насоса устанавливаются в посадочное седло корпуса:

- непосредственно перед спуском компоновки в скважину;
- путем спуска в скважину на геофизическом кабеле (вставки для проведения ПГИ на притоке);
- путем сброса в заполненные жидкостью НКТ, движения по НКТ и посадки в посадочное седло под действием собственного веса.

Принцип работы струйного насоса следующий: рабочая жидкость под давлением подается через нагнетательный канал, имеющий сопло  $\delta$ , в камеру смешения. Из-за сужения сопла  $\delta$  жидкость обладает большей скоростью движения, а следовательно, и кинетической энергией. В камере смешения давление падает ниже атмосферного и из питающего канала, соединенного с этой камерой и подпакерной зоной НКТ, происходит всасывание жидкости, поступающей из пласта. Обе жидкости смешиваются в камере смешения и обмениваются кинетической энергией. Затем перемешавшаяся жидкость попадает в диффузор насоса  $\delta$ , где теряет часть давления, а оттуда через окна – в напорную линию (НКТ или затрубное пространство) и далее – в сборный резервуар.

Все процессы при выполнении воздействия на пласт с применением струйных насосов можно контролировать по результатам анализа изменения забойного давления в интервале перфорации, которое регистрируется глубинными манометрами. Глубинный манометр вворачивается в резьбовое соединение в нижней части нижнего хвостовика  $1$ .

Конструкция струйного насоса НС-605 позволяет выполнять комплекс работ, включающий физико-химическое, физико-механическое воздействие на пласт и гидродинамические исследования пластов с пластовым давлением ниже гидростатического, очистку околоствольной зоны в процессе последующего вызова притока. Центральный канал в корпусе насоса предназначен для установки в нем циркуляционного клапана и посадки после извлечения циркуляционного клапана эжекторной группы.

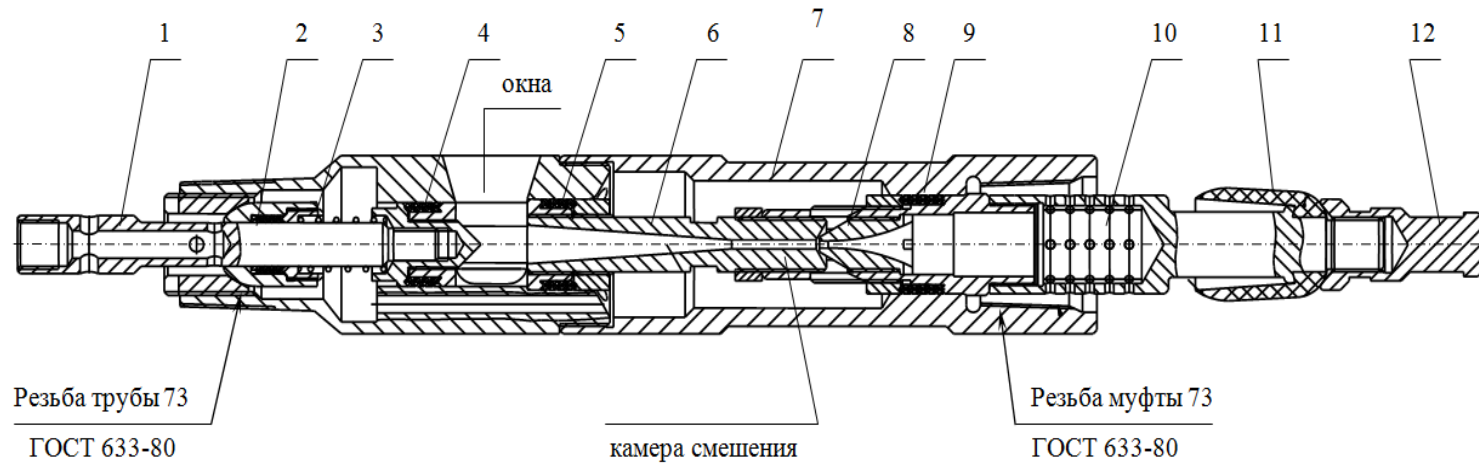


Рис. 3.4. Насос струйный НС 605:

1 – нижний хвостовик; 2, 4, 5, 9 – манжеты уплотнительные; 3 – клапан-отсекатель; 6 – диффузор;  
7 – корпус насоса; 8 – сопло; 10 – фильтр; 11 – манжета подъемная; 12 – верхний хвостовик

В корпусе струйных насосов КОИС-90 и КОИС-105 канал для прохода геофизических приборов отсутствует, а его работа обеспечивается системой обратных клапанов, расположенных в каналах входящего и исходящего потока [112]. Конструкцией насосов типа КОИС-90 и КОИС-105 предусмотрена установка автономного манометра в специальное резьбовое соединение в нижней части корпуса.

В струйных насосах, имеющих центральный канал для прохода геофизических приборов, автономный манометр соединяют непосредственно с рабочей функциональной вставкой. Допускается установка манометра в НКТ, при этом необходимо использовать спецворонку, предотвращающую падение манометра на забой, при проведении технологических операций.

По конструктивным особенностям струйные насосы разделяются на насосы прямого и обратного действия. Струйные насосы прямого действия (УГИС-5, НС-605, НС-606, НС-608) приводятся в действие нагнетанием рабочей жидкости насосными агрегатами по НКТ с дальнейшим выбросом рабочей жидкости и откачиваемого флюида в затрубное пространство. Струйные насосы обратного действия типа (УГИС-11, УГИС-11ДШ, УГИС-13, КОИС-90, КОИС-105, КОИС-5000Т) приводятся в действие нагнетанием рабочей жидкости в затрубное пространство с выбросом рабочей жидкости и откачиваемого флюида через НКТ.

Струйные насосы работают исключительно в паре с герметично установленным в эксплуатационной колонне пакером.

Как правило, воздействие на пласт, с применением струйных насосов, необходимо проводить в условиях пластов с пластовыми давлениями ниже гидростатического. Для проведения работ по исследованию скважин и воздействию на пласт в этих условиях необходима следующая техника (оборудование):

- установка подъемная для подземного и капитального ремонта скважин (типа А-50, А-60/80, УПА-60А, АП-80 и т. п.) – для спуска-подъема компоновки подземного оборудования и поддержки лубрикатора;

- струйный насос с комплектом принадлежностей;

- лаборатория каротажная самоходная – для регистрации поступающей информации со скважинных приборов (только при проведении промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИ) на притоке);

- каротажный подъемник типа ПКС – для спуска-подъема скважинных геофизических приборов и выполнения работ по смене функциональных вставок;



– лубрикатор устьевой – для герметизации устья скважины при наличии в нем кабеля с геофизическим прибором и проведении спуска-подъемных операций в скважине. Лубрикатор должен включать секции приемные, длиной не менее 4 м, уплотнитель геофизического кабеля с возможностью гидравлического поджима уплотнительных элементов с помощью гидравлического насоса. Лубрикатор должен обеспечивать уплотнение геофизического кабеля во время работы на давлении до 25 МПа;

- автономный манометр;
- мерная емкость объемом не менее 5 м<sup>3</sup>, с ценой деления 100–200 л, с перегородкой для дегазации рабочей жидкости;
- накопительная емкость объемом 40–50 м<sup>3</sup> с уровнемером;
- насосные агрегаты – для прокачки рабочей жидкости через струйный насос по замкнутому циклу. Основные типы агрегатов, с помощью которых выполняются работы – СИН-31М (АН-700);
- насосный агрегат ЦА-320 – для откачки рабочей жидкости и флюида из мерной емкости в накопительную емкость;
- вставной фильтр для очистки рабочей жидкости (устанавливается в нагнетательную линию).

**Подготовка струйного насоса к спуску в скважину.** В применяемых в настоящее время струйных насосах типа УГИС, НС и КОИС используются следующие типоразмеры сопел с диаметрами выходных отверстий 4, 5, 6 и 7 мм и под них следующие типоразмеры диффузоров с диаметрами входных отверстий 6, 7, 8 и 9 мм, соответственно. Для работ на скважинах с дебитом жидкости менее 25 м<sup>3</sup>/сут устанавливаются сопла диаметром 4 мм, для работ на скважинах с дебитом жидкости более 25 м<sup>3</sup>/сут – 6 и более мм. Расстояния между торцами сопла и диффузора должны составлять от 5 до 9 мм.

Перед спуском струйного насоса в скважину необходимо обязательно провести шаблонировку эксплуатационной колонны с применением шаблона длиной не менее 500 мм.

Компоновка струйного насоса должна включать снизу вверх:

- воронку или фильтр;
- хвостовик из НКТ (длина хвостовика может изменяться от 20 до 600 м);
- пакер;
- две трубы НКТ;
- струйный насос;
- НКТ 73 или 89 мм до устья.

После спуска компоновки струйного насоса в скважину садят пакер, разгрузив на него не менее 60 кН веса инструмента, устанавли-

вают планшайбу. Перед монтажом планшайбы необходимо проверить проходное отверстие планшайбы и подвесного патрубка. Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой. Перед установкой фонтанной арматуры следует проверить диаметры центральных проходных сечений. Все проходные каналы на устье скважины должны иметь диаметр не менее 59 мм и не иметь острых кромок (при работе со струйными насосами УГИС, НС, КОИС-5000Т).

В зависимости от применяемого типа струйного насоса выполняется обвязка наземного оборудования по прямой или обратной схеме (рис. 3.5).

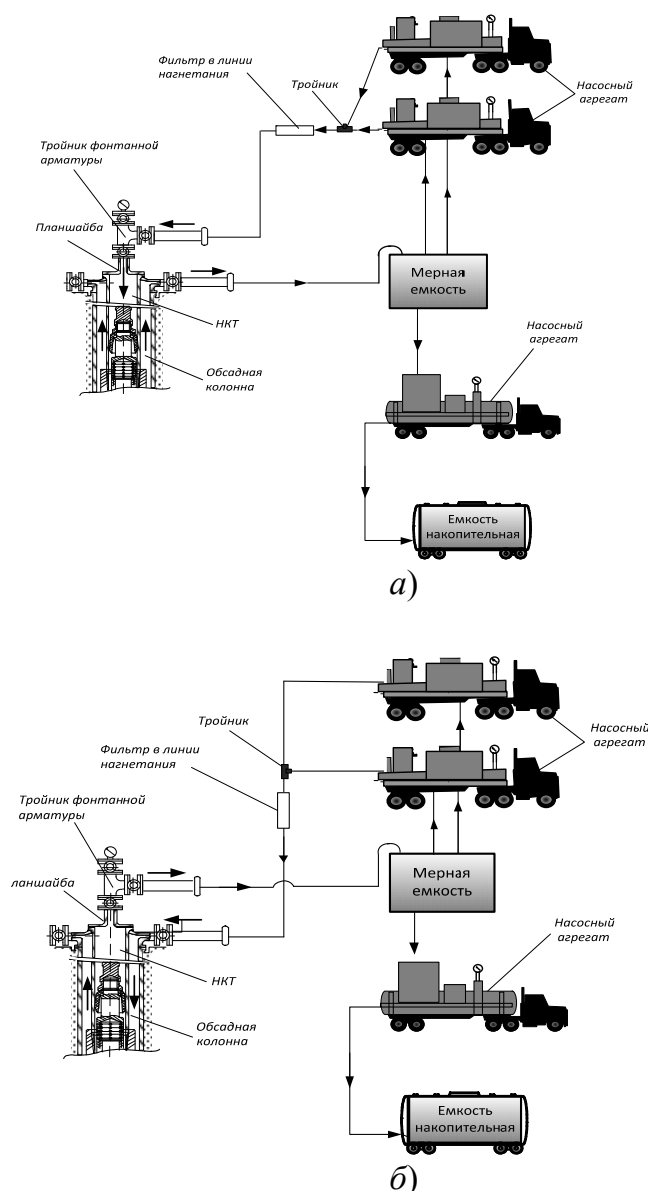
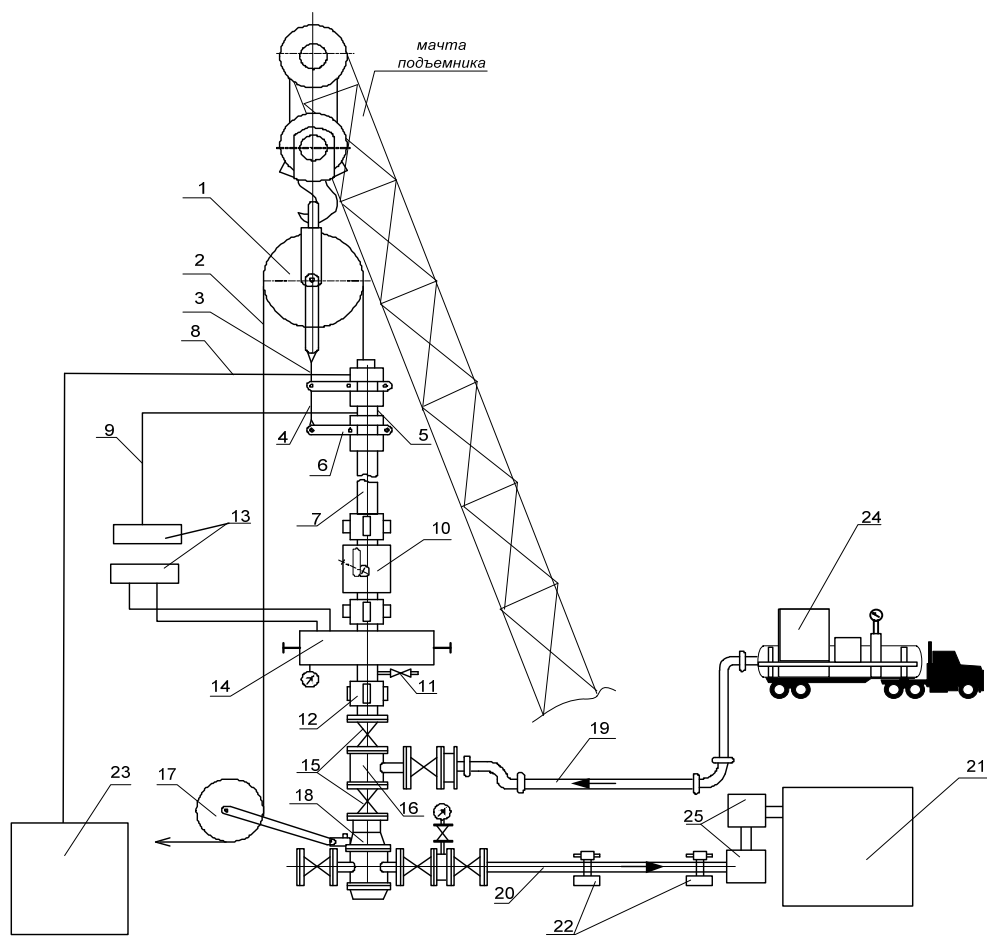


Рис. 3.5. Схема обвязки наземного оборудования при работе со струйными насосами: а – прямого действия НС, КОИС-5000, УГИС-5; б – обратного действия УГИС-11

Все выкидные линии должны быть закреплены с помощью анкерных устройств через 10 м и опрессованы перед началом работ на полуторакратное ожидаемое давление. Напорные линии допускаются монтировать из труб диаметром 60 мм с использованием тройников. Перед началом работ они опрессовываются на 1,5-кратное ожидаемое рабочее давление.

При проведении ПГИ на притоке, над верхней центральной подвижкой фонтанной арматуры монтируют геофизический превентор, ловушку и лубризатор с приемными секциями приборов и уплотнителем (рис. 3.6).



*Рис. 3.6.* Схема оборудования устья скважины при проведении ПГИ на притоке: 1 – ролик подвесной; 2 – кабель каротажный; 3 – трое страховки лубрикатов; 4 – хомут оттяжной; 5 – кабельный генератор; 6 – хомут подвесной; 7 – лубризатор; 8 – шлагн сливной; 9 – гидропривод; 10 – ловушка; 11 – вентиль ВД  $\varnothing$  1"; 12 – БРС-3"; 13 – ручные гидронасосы; 14 – геофизический превентор; 15 – задвижки фонтанной арматуры; 16 – тройник; 17 – ролик оттяжной; 18 – планшайба; 19 – напорный манифольд; 20 – отвод междатрубный  $\varnothing$  73 мм; 21 – мерная емкость; 22 – анкер; 23 – емкость для утечек; 24 – насосный агрегат; 25 – кованный угольник

В нагнетательной линии устанавливают напорный фильтр с диаметром отверстий не более 3 мм и суммарной площадью фильтрации не менее  $3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$  для предотвращения попадания частиц твердой фазы в струйный насос. При закрытой центральной задвижке на фонтанной арматуре опрессовывают напорные манифольды и лубрикатор с зафиксированным на кабеле уплотнителем. Давление опрессовки должно быть равно 1,5-кратному давлению от максимального ожидаемого давления нагнетания, но не выше давления опрессовки фонтанной арматуры.

Затем опрессовывают пакер:

– при использовании струйного насоса КОИС-5000Т или УГИС-11ДШ, только при посаженном в корпусе струйного насоса герметизирующем узле или манометрической вставке, путем подачи давления в затрубное пространство, при закрытых НКТ;

– при использовании струйных насосов типа НС, УГИС-5, УГИС-13, УГИС-11М, при посаженной в корпусе струйного насоса вставке для физико-химической обработки пласта или манометрической вставке, путем подачи давления в затрубное пространство, при закрытых НКТ;

– при использовании струйных насосов марки КОИС-90 и КОИС-105 опрессовку пакера не производят ввиду конструктивных особенностей корпуса насоса.

**Технология физико-химического воздействия на пласт и гидродинамические исследования скважин.** При проведении физико-химического воздействия на пласт за один спуск скважинного оборудования возможно выполнение работ по следующим технологическим схемам:

– дренирование пласта в режиме «депрессия – восстановление давления» с регистрацией кривой восстановления давления, обработка пласта композицией химреагентов, повторное дренирование пласта в режиме «депрессия – восстановление давления» для извлечения из ОЗС продуктов реакции реагентов с породой, регистрация кривой восстановления давления;

– обработка пласта композицией химреагентов, дренирование пласта в режиме депрессий-восстановления давления для извлечения из ОЗС продуктов реакции реагентов с породой, регистрация кривой восстановления давления.

При проведении воздействия по первой технологической схеме после опрессовки пакера извлекают опрессовочную вставку и броса-

ют в НКТ эжекторный узел, к нижней части которого прикреплен автономный манометр. После посадки эжекторного узла в седло обвязывают устье скважины с наземным оборудованием по схеме, приведенной на рис. 3.5, а. Закачивая рабочую жидкость в НКТ, создают депрессию на пласт и осуществляют дренирование пласта.

С целью гидродинамического воздействия и очистки ОЗС на первом этапе выполняют циклическое воздействие в режиме «депрессия – восстановление давления» путем периодической прокачки агрегатом рабочей жидкости и остановок: 5–10 циклов прокачки жидкости по 10–20 минут и остановок на 3–5 минут, при давлениях на агрегате от 8 до 25 МПа. Необходимо постоянно контролировать объем жидкости, поступающей из пласта, рабочее давление на агрегате. Постепенно увеличивая от цикла к циклу дренирования давление на агрегате определяют режим, при котором получают максимальный приток из пласта. На этом давлении агрегата продолжают непрерывное дренирование ОЗС в фазе «депрессия». Дренирование пласта непрерывно в фазе «депрессия» осуществляют в течение 8–24 часов, контролируя каждые 60 минут объем жидкости, поступившей из пласта. После этого оставляют скважину для регистрации кривой восстановления давления (КВД). Длительность периода регистрации КВД не менее 1,5 периода непрерывного дренирования ОЗС.

По окончании периода регистрации КВД в скважину на коротком кабеле спускают цанговый захват и извлекают эжекторный узел. Результаты записи изменений забойного давления и КВД обрабатывают и определяют гидродинамические характеристики ОЗС.

При отсутствии притока в период дренирования пласта, незначительном притоке или наличии скин-фактора по результатам обработки КВД принимается решение о выполнении интенсифицирующей обработки ОЗС с закачкой в пласт кислотной композиции.

Для закачки в пласт химических реагентов в НКТ бросают вставную часть для физико-химических обработок (клапан-отсекатель). Она позволяет разобщить межтрубное пространство и внутреннее пространство НКТ. Клапан-отсекатель под действием собственного веса движется вниз по НКТ и садится в посадочное седло. При необходимости для полной посадки в седло, с помощью ударов яссом, клапан-отсекатель устанавливается в рабочее положение в корпусе струйного насоса.

Кислотная композиция по НКТ через клапан-отсекатель закачивается в пласт. После выдержки скважины на реакции необходимо на

устье скважины сбросить избыточное давление, спустить в НКТ цанговый захват с яссом на геофизическом кабеле и извлечь клапан-отсекатель.

Для очистки ОЗС от продуктов реакции в НКТ повторно бросают эжекторный узел, к нижней части которого прикреплен автономный манометр. После посадки эжекторного узла в седло обвязывают устье скважины с наземным оборудованием по схеме, приведенной на рис. 3.5, а. Закачивая рабочую жидкость в НКТ, создают депрессию на пласт, осуществляют дренирование пласта, проводят работы по извлечению продуктов реакции и исследованию пласта после физико-химического воздействия.

Анализируя результаты гидродинамических исследований скважины до обработки ОЗС и после, определяют эффективность выполненного воздействия.

На рис. 3.7 приведена кривая, полученная при проведении комплексного воздействия на пласт в одной из скважин. Из рис. 3.7 видно, что до обработки ОЗС выполнено непрерывное дренирование пласта и регистрация КВД. При этом давление в подпакерной области восстановилось практически мгновенно до 18,0 МПа. Характер восстановления давления свидетельствует о глубокой кольматации ОЗС. Судя по всему, связь пласта со скважиной затруднена.

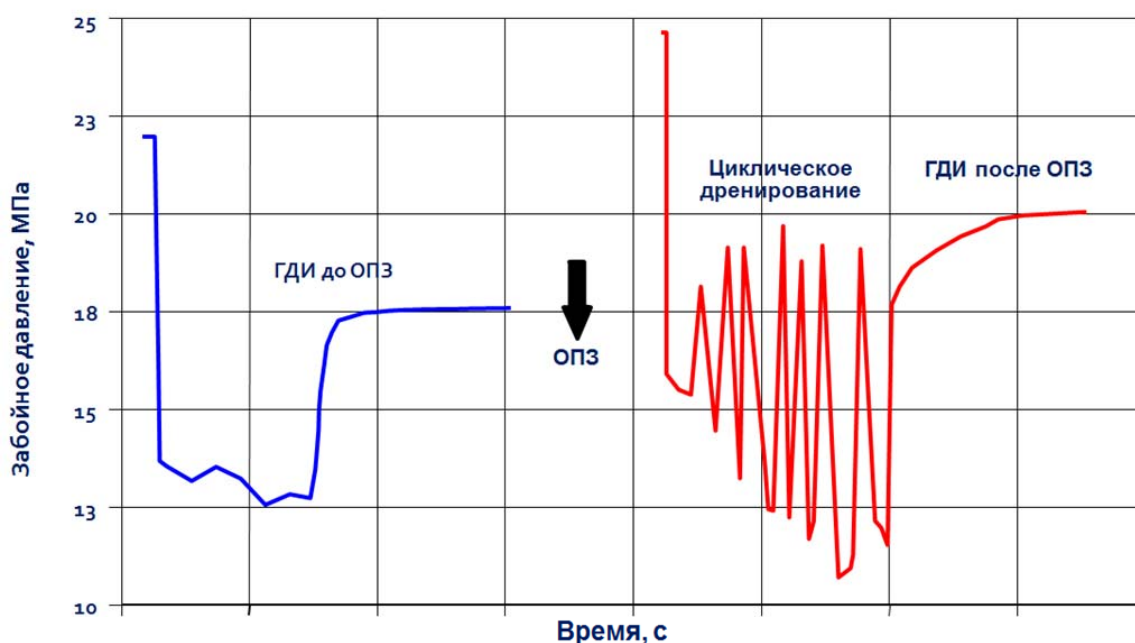


Рис. 3.7. Динамика изменения забойного давления при комплексном воздействии на пласт с применением струйного насоса

После обработки ОЗС кислотной композицией, циклического дренирования ОЗС для очистки от продуктов реакции характер восстановления давления свидетельствует о том, что гидродинамическая связь пласта со скважиной восстановлена. При этом пластовое давление восстановилось до 20 МПа.

В некоторых случаях возможно восстановление продуктивности ОЗС с применением струйных насосов без реагентного воздействия путем многократного циклического воздействия на пласт в режиме «депрессия – восстановление давления». Опыт показывает, что число циклов воздействия до полной очистки ОЗС достигает 40–45. При циклическом дренировании пласта постепенно происходит очистка ОЗС от колюматизирующих ее агентов. На рис. 3.8 отображена динамика такого воздействия [113], [114].

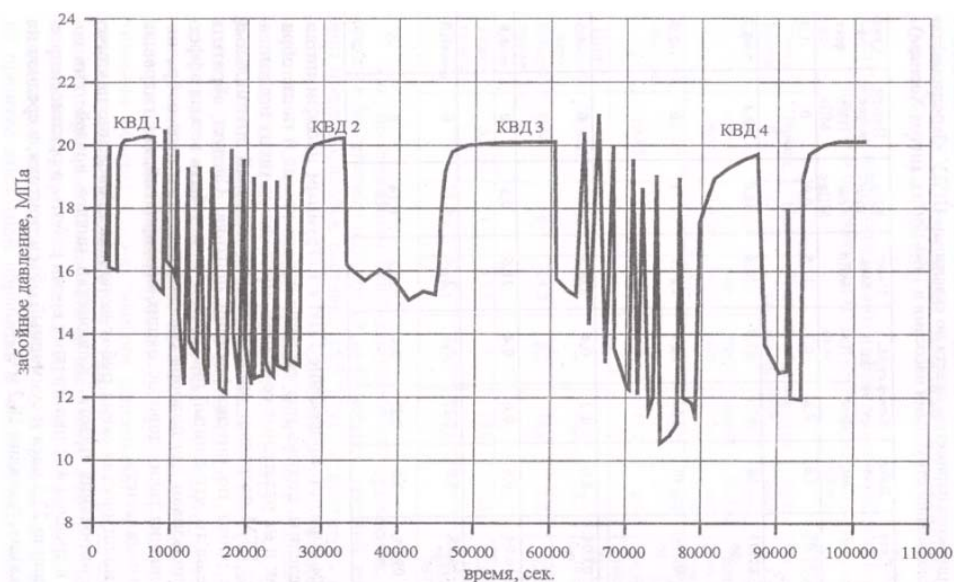


Рис. 3.8. Динамика изменения забойного давления при циклическом воздействии на пласт в режиме «депрессия – восстановление давления»

Как видно из рис. 3.8, в период воздействия на пласт выполнена регистрация четырех КВД. В процессе циклического дренирования пласта наблюдалось постепенное увеличение дебита жидкости с 28 до 40 м<sup>3</sup>/сут. Обработка зарегистрированных КВД показала, что в период циклического воздействия скин-фактор изменился от +12,4 ед. по результатам обработки первой КВД до –2,6 ед. по результатам обработки четвертой КВД. Это свидетельствует о восстановлении фильтрационных характеристик ОЗС скважины. Гидродинамиче-

ские исследования скважин (ГДИ), с одновременным воздействием на пласт струйным насосом, позволяют определить степень изменения фильтрационных свойств ОЗС как до, так и после воздействия, а также изменение состояния ОЗС в период воздействия.

В промышленной практике возникают ситуации, связанные с затруднением срыва и подъема вставных частей струйных насосов, приводящие к аварийным ситуациям. Иногда отсутствуют подъемники, необходимые для выполнения этой работы. В связи с этим были разработаны безвставные струйные насосы, КОИС-90 и КОИС-105 [115]–[117], позволяющие осуществлять химическое и депрессионное воздействия на пласт при проведении работ без замены функциональных вставок.

Еще одним важным преимуществом разработанных конструкций струйного насоса является снижение затрат рабочего времени на спуско-подъемные операции ловильного инструмента, используемого при смене функциональных вставок.

Схема струйного насоса КОИС-90 представлена на рис. 3.9. Насос работает следующим образом. При проведении кислотной обработки пласта перед спуском струйного насоса в скважину золотник 2 устанавливается в крайнее нижнее положение, при этом открывается перепускное окно 13, соединяя канал 10 с каналом 8. При спуске струйного насоса в скважину открытое окно 13 обеспечивает заполнение НКТ жидкостью. После спуска насоса закачиваемую кислотную композицию доводят до интервала перфорации через канал 10, открытое окно 13 и канал 8. Затем осуществляют посадку пакера и закачку кислотных композиций в пласт. Кислотные композиции подаются в пласт по НКТ. При этом, давлением закачиваемых растворов обратный клапан 5, установленный в канале подвода 7, удерживается в закрытом положении, разобщая полость НКТ и затрубного пространства. После окончания реакции кислотных растворов с породой пласта насосный агрегат подключают к затрубному пространству скважины, а НКТ к мерной емкости. Дренаживание скважины производят подачей рабочей жидкости в затрубное пространство. Рабочая жидкость под давлением поступает через канал 7 и обратный клапан 5 к соплу 3, обеспечивая работу струйного насоса поступлением скважинного флюида по каналу 8, через обратный клапан 6 в камеру смешения с диффузором и далее по НКТ в мерную емкость. Одновременно давлением рабочей жидкости, подаваемым через канал 9 под торец золотника 2, производится перемещение его в крайнее верхнее положение, при котором золотник 2 перекрывает перепускное окно 13, тем самым, разобщая канал подвода скважинного флюида 8 и канал



закачки реагента 10. После окончания дренирования скважины и создания необходимой депрессии работу струйного насоса останавливают. При этом обратный клапан 6 гидростатическим давлением закрывается, разобщая подпакерное пространство скважины от надпакерного. Производится запись КВД автономным манометром, закрепленным в резьбовом отверстии 14.

Отличительной особенностью конструкции струйного насоса КОИС-105 является наружный диаметр, а также то, что в нем вместо золотника, разобщающего трубное пространство НКТ от подпакерного пространства скважины, установлен обратный клапан, закрываемый поршнем под воздействием давления (через специальный канал), создаваемого в затрубном пространстве при работе струйного насоса. При работе со струйными насосами КОИС-90 и КОИС-105 геофизическая техника не используется.

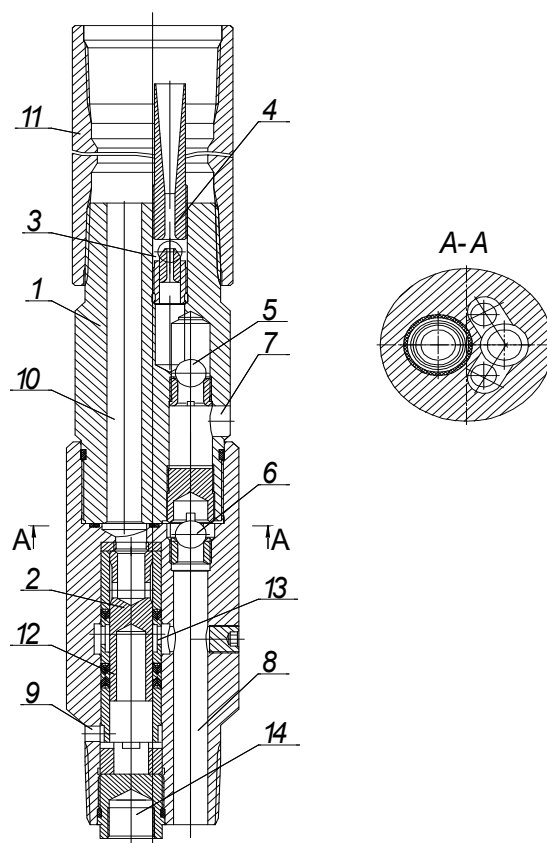


Рис. 3.9 Схема струйного насоса КОИС-90:

- 1 – корпус; 2 – золотник; 3 – сопло; 4 – камера смешения с диффузором;  
 5, 6 – обратный клапан; 7 – канал подвода рабочей жидкости; 8 – канал подвода скважинного флюида; 9 – канал подвода давления под золотник;  
 10 – канал закачки реагента; 11 – НКТ; 12 – уплотнительный элемент золотника; 13 – окно перепускное; 14 – резьбовое отверстие для присоединения автономного манометра

**Порядок проведения работ при промыслово-геофизических исследованиях скважин на притоке.** Эффективность гидроимпульсного циклического воздействия на пласт с применением струйного насоса, особенно в неоднородных пластах, можно оценить по изменению работающих толщин пласта. В этом случае до и после воздействия проводят промыслово-геофизические исследования (ПГИ) скважин на притоке.

Геофизические исследования скважин через струйный насос на притоке позволяют определить [118], [119]:

- работающие толщины пластов;
- состав флюида, поступающего из пласта;
- интервалы поступления воды, нефти, негерметичности крепи скважин и перетоки;
- положение водонефтяного контакта и наблюдать за его продвижением;
- текущую и конечную нефтенасыщенность;
- динамику изменения работающих толщин в зависимости от величины депрессии на пласт;
- эффективность мероприятий, выполненных в скважинах с целью повышения производительности или ограничения водопритока.

При проведении ПГИ на притоке устье скважины оборудуется согласно схеме, приведенной на рис. 3.6. Каротажный подъемник, применяемый при выполнении ПГИ, должен быть оснащен геофизическим кабелем, кабельной головкой и скважинными геофизическими приборами. Диаметр кабеля выбирается в зависимости от конструкции уплотнителя устьевого лубрикатора. Геофизический кабель не должен иметь дефектов повива верхней брони, деформаций и сростков.

Рабочий комплект струйного насоса для ПГИ, как правило, включает: корпус струйного насоса, герметизирующий узел (уплотнитель геофизического кабеля), фильтр напорный.

Герметизирующий узел предназначен для разделения зон высокого и низкого давлений в корпусе струйного насоса и герметизации геофизического кабеля, на котором спускают в скважину приборы для ее исследования.

Фильтр напорный предназначен для очистки рабочей жидкости от твердых частиц, которые при работе со струйными насосами могут забивать сопло насоса.

Компоновка струйного насоса собирается согласно схеме, приведенной на рис. 3.10. Низ колонны НКТ оборудуется воронкой. Для

проведения работ готовится подвеска НКТ, в которой каждая труба должна быть опрессована на 1,5-кратное ожидаемое давление нагнетания. Выше корпуса насоса необходимо применять НКТ, диаметром не менее 73 мм. Диаметр НКТ определяется типом применяемого струйного аппарата. Каждая НКТ должна быть прошаблонирована, шаблон выбирают исходя из диаметра применяемых НКТ.

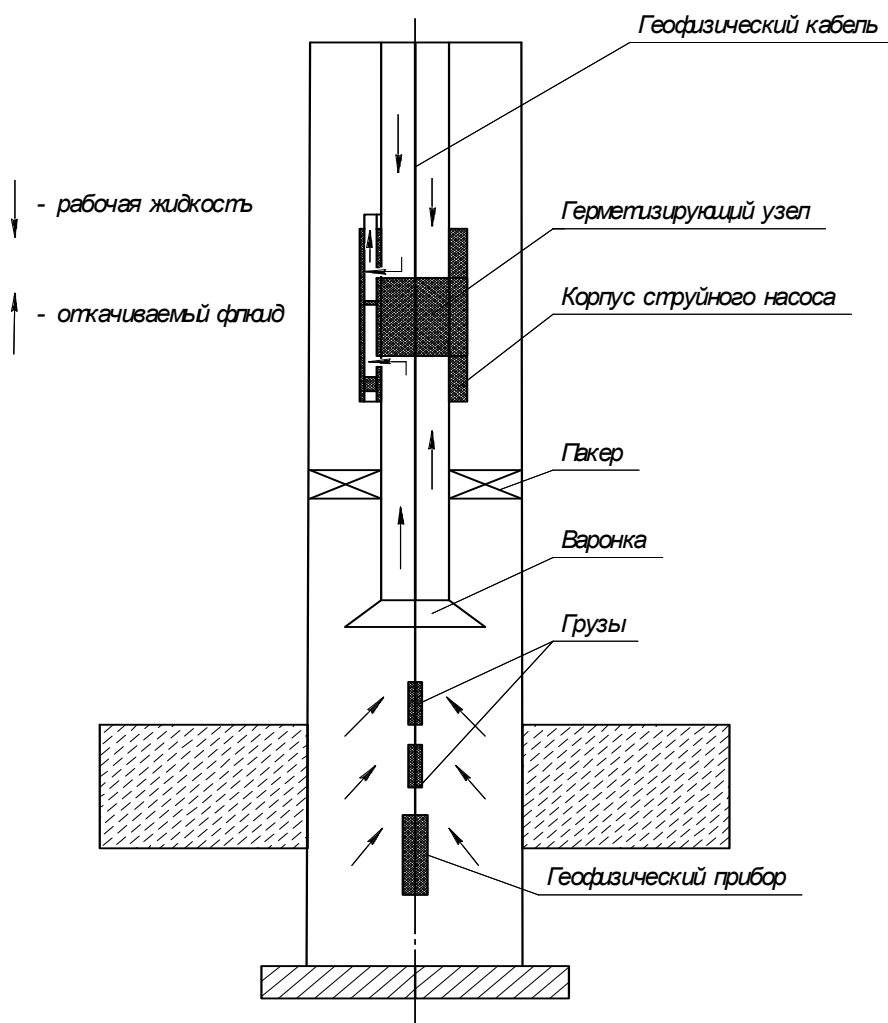


Рис. 3.10. Схема компоновки подземного оборудования при проведении ПГИ на притоке с применением струйного насоса

При дренировании пласта струйным насосом в качестве рабочей жидкости следует применять нефть или техническую воду с содержанием взвешенных частиц не более 20 мг/л. Нефть применяют в тех случаях, когда пластовое давление соответствует значениям, при которых в заполненной нефтью скважине соблюдается противодействие, согласно существующим нормативам, и отсутствуют риски воз-

никновения нефтегазопроявлений. Скважина перед проведением работ заполнена нефтью и работы выполняются без ее глушения. В противном случае в качестве рабочей жидкости применяют техническую или пластовую воду той плотности, которая обеспечивает необходимое противодействие на пласт при прекращении работ.

Промыслово-геофизические исследования на притоке выполняют по следующей схеме. В скважину до забоя на каротажном кабеле спускают комплексный геофизический прибор и выполняют фоновую запись в интервале от забоя до места расположения струйного насоса. По диаграмме локатора муфт определяют точную глубину места установки струйного насоса, пакера и воронки. При спуске прибора для выполнения фоновой записи фиксируют уровень жидкости в скважине. Поднимают геофизический прибор на поверхность.

На геофизическом кабеле закрепляют герметизирующий узел (для струйных насосов типа УГИС) или уплотнитель геофизического кабеля (для струйных насосов типа КОИС-5000Т). Герметизирующий узел (уплотнитель геофизического кабеля) устанавливают непосредственно над комплексным геофизическим прибором. Резиновые уплотнения, надетые на кабель, поджимают гайкой с усилием, обеспечивающим свободное перемещение по кабелю герметизирующего узла под действием собственного веса. В некоторых случаях, когда возникают сложности в свободном хождении прибора ниже герметизирующего узла (как правило, из-за значительного зенитного узла в скважине), допускается установка его выше геофизического прибора на расстоянии, равном расстоянию от нижних отверстий интервала перфорации до струйного насоса. Резиновые уплотнения в этом случае поджимаются с большим усилием с учетом веса кабеля и прибора. Кабель с геофизическим прибором и герметизирующим узлом через лубрикатор спускают в скважину.

В некоторых случаях вследствие сопротивления жидкости и трения узла о стенки НКТ создается ситуация, когда прибор уже опущен на забой, а герметизирующий узел все еще находится выше эжекторного устройства. Ситуация определяется исходя из того, что, при прокачке жидкости через насос, давление под пакером не понижается, а уровень жидкости в мерной емкости не увеличивается. В этом случае узел доставляется в корпус эжекторного устройства потоком жидкости при давлении насосного агрегата не более 10–15 МПа. При большем давлении есть вероятность заклинивания узла в корпусе насоса или его разрушения при ударе о посадочное седло. Момент

доставки узла в корпус можно определить по росту давления в напорной линии агрегата.

При работе с герметизирующим узлом необходимо соблюдать следующие требования:

- скорость перемещения кабеля с герметизирующим узлом при его спуске и подъеме не должна превышать 2000 м/час;

- скорость подъема кабеля при записи через работающий струйный насос не должна превышать 800 м/час;

- не допускать провисания кабеля при работе струйного насоса.

Должна соблюдаться следующая схема работ. Устанавливают прибор на расстоянии 1–2 м от забоя и выполняют запись на этой точке с целью определения герметичности заколонного пространства.

Выполняют непрерывную откачку жидкости из пласта с поэтапным поднятием давления (не менее 5 раз) на агрегате от 8 до 25 МПа. В случае работы насоса обратного типа давление на агрегате не должно быть выше давления опрессовки эксплуатационной колонны. На каждом этапе увеличения давления дренирование выполняют не менее 30 мин. При дренировании контролируют объем жидкости, поступившей из пласта, рабочее давление на агрегате и создаваемую депрессию (по регистрируемым прибором значениям забойного давления). Давление на агрегате зависит от диаметра сопла, установленного в струйном насосе. При одних и тех же расходах прокачки рабочей жидкости через сопла меньшего диаметра давление на агрегате соответственно больше.

Дренируют пласт в режиме «депрессия» до получения устойчивого притока из пласта и стабилизации снижения забойного давления при давлении на агрегате, при котором получен максимальный приток. Во время непрерывного дренирования пласта через каждые 30 минут контролируют объем и плотность жидкости, поступившей из пласта в мерную емкость.

Не останавливая работу струйного насоса, производят запись профиля притока (не менее трех замеров).

Устанавливают геофизический прибор на глубину верхних отверстий интервала перфорации. Останавливают работу насосного агрегата и регистрируют восстановление давления до гидростатического ( $P_{\text{гидр}}$ ) – для струйных насосов без клапана-отсекателя или пластового ( $P_{\text{пл}}$ ) – для струйных насосов с клапаном-отсекателем.

Сбрасывают давление с устья трубного пространства, лубриката и уплотнителя. Ступенчато увеличивая нагрузку до 10 кН на геофизический кабель, извлекают герметизирующий узел (уплотнитель геофизического кабеля) и геофизический прибор. Демонтируют

лубликатор, извлекают геофизический прибор. При подъеме прибора после окончания исследований определяют текущий уровень жидкости в скважине и, при необходимости, доливают скважину рабочей жидкостью для создания необходимого противодействия на пласт.

### **3.3. Технологии интенсификации добычи с применением гидроударных и виброволновых устройств**

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что поддержание высоких темпов добычи нефти требует постоянного совершенствования, разработки и внедрения все более совершенных и эффективных технологий воздействия на пласт и ОЗС. Неблагоприятными с точки зрения постоянного внедрения одних и тех же технологий интенсификации притока являются неоднородные по ФЕС и низкопроницаемые пласты. В этих условиях традиционные технологии интенсификации в ряде случаев не приносят желаемого результата. Особенно это проявляется при КО коллекторов с высокой послойной фильтрационной неоднородностью. Многократные воздействия на пласты однотипными технологиями не только не дают ощутимого эффекта, но и приводят к еще большей фильтрационной неоднородности разреза, снижая охват пластов дренированием и выработкой. Для повышения эффективности воздействия в таких пластах необходимо применять технологии, повышающие концентрацию факторов, воздействующих на коллектор. Наиболее правильным в этих условиях является разработка и внедрение комплексных технологий, сочетающих физико-химические, гидродинамические, импульсные и другие интенсивные методы воздействия. Рациональное совместное сочетание и использование разных методов, выбираемых в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, может повысить эффективность воздействия за счет сложения эффектов от каждого из них и усилить конечный результат за счет проявления синергетических эффектов.

В отечественной и зарубежной практике воздействия на пласт все большее распространение находят волновые технологии. Распространение волновых процессов обусловлено многогранностью их действия и использования в нефтяной промышленности, начиная от сейсморазведки месторождений и прострелочно-взрывных работ в скважинах до промысловой очистки буровых растворов и сточных вод от механических примесей.

Такое широкое применение волновых технологий связано с тем, что в широком диапазоне изменения частоты и амплитуды воздействия в широких пределах меняется характер и динамика воздействия. Высокочастотные гидравлические импульсы способствуют уменьшению вязкости нефти, снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз, увеличению скорости фильтрации особенно в низкопроницаемых коллекторах, повышению теплопроводности пород, разрушению структуры неньютоновских нефтей, замедлению процессов внутрипластового образования эмульсий.

С точки зрения воздействия на пласт для восстановления и увеличения проницаемости ОЗС представляют интерес методы воздействия в режиме низкочастотных или разовых импульсов с большой начальной амплитудой. К методам с воздействием разовыми импульсами с большой начальной амплитудой можно отнести гидроудар столбом скважинной жидкости с репрессивным (в сторону пласта) направлением импульса давления, метод имплозии, импульсное воздействие на ОЗС с применением специальных гидроударных устройств и пульсаторов.

В результате гидроударного воздействия в близлежащих к стволу скважины участках низкопроницаемых пород-коллекторов образуются микротрещины. При многократно повторяющихся гидроударах, в совокупности с обработкой пласта кислотной композицией, применяемой в качестве расклинивающей жидкости, глубина трещин, а следовательно, и проникновение кислотного раствора в низкопроницаемый пласт значительно увеличивается. Причем эффективность образования трещин возрастает по мере последовательного увеличения силы (амплитуда) гидроудара и кратности его осуществления. Эффективность гидроударного воздействия на ОЗС повышается не только за счет последовательного наращивания силы ударной волны, но и от интенсификации этого процесса за счет упругих свойств колонны НКТ, представляющей собой емкость с хорошо развитой поверхностью стальных стенок.

Практически действие гидроудара при правильном выборе его величины приводит к тому, что давление на фронте гидроволны становится больше предела прочности горных пород, т. е. выше давления гидроразрыва. Это приводит к развитию существующих трещин и образованию новых. Кроме того, в период возникновения гидроудара, происходит срыв кольматирующих частиц в существующих трещинах и каналах фильтрации.

Учитывая высокие возможности волновых технологий, сложность и разнообразие геолого-физических условий продуктивных нефтегазонасыщенных пластов на месторождениях Припятского прогиба, были разработаны в промышленную эксплуатацию такие технологии, как:

- гидроударное кислотное воздействие;
- гидроимпульсное реагентное воздействие.

Обе технологии при применении их для воздействия на пласт показали хорошие результаты [78], [120], [121].

**Гидроударное кислотное воздействие.** Воздействие выполняется с помощью специального комплекта оборудования [78], [120], [121]. Схема компоновки оборудования представлена на рис. 3.11. Для реализации технологии в скважину на НКТ спускают пакер и гидроударное устройство. Гидроударное устройство состоит из корпуса, в котором установлен ряд калиброванных диафрагм, рассчитанных на определенное давление разрушения. Разрушение диафрагм производится в кислотной среде. При их разрушении на пласт создается гидроударное кислотное воздействие с регулируемой амплитудой от 10 до 45 МПа. В момент разрушения диафрагмы избыточное давление передается на пласт. В результате этого в пласте вокруг скважины возникает система трещин, позволяющая увеличить продуктивность в 2–3 и более раз.

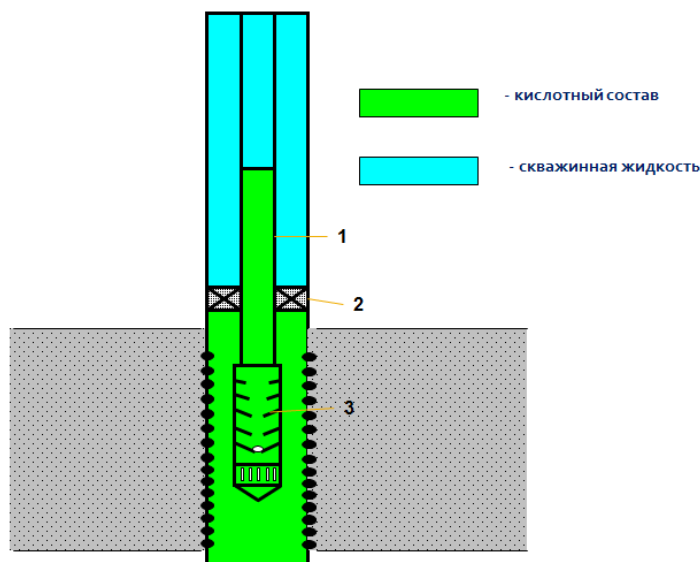


Рис. 3.11. Схема компоновки скважинного оборудования при гидроударном воздействии на пласт: 1 – НКТ; 2 – пакер; 3 – корпус гидроударного устройства с калиброванными диафрагмами, окнами для передачи импульса давления на пласт и посаженным в седло нижней диафрагмы шаром



Технология выполняется по следующей схеме. В скважину на НКТ спускается компоновка оборудования, включающая (рис. 3.11):

– гидроударное устройство с калиброванными диафрагмами и окнами для передачи импульса давления на пласт (присоединяется к нижней части НКТ);

– пакер, расположенный над гидроударным устройством с таким расчетом, чтобы его можно было установить над интервалом перфорации, а гидроударное устройство располагалось в пределах интервала перфорации.

Спустив скважинное оборудование, пакер располагают над интервалом перфорации. На устье с НКТ обвязывают насосный агрегат и восстанавливают циркуляцию скважинной жидкости при открытом затрубном пространстве. Восстановив циркуляцию, в НКТ закачивают кислотную композицию, заполняя ею гидроударное устройство и интервал перфорации под пакером. Часть объема кислотной композиции оставляют в НКТ над гидроударным устройством. Устанавливают и опрессовывают пакер давлением, не превышающим давление опрессовки эксплуатационной колонны. В НКТ бросают шар, который под действием собственного веса движется по НКТ и садится в посадочное седло нижней калиброванной диафрагмы.

Следует отметить, что калиброванные диафрагмы имеют в посадочных седлах для шаров отверстия с уменьшающимися диаметрами от верхней диафрагмы к нижней. Для посадочного седла каждой диафрагмы имеется свой шар. Шар, предназначенный для посадки в посадочном седле самой нижней диафрагмы, проходит через отверстия всех диафрагм и садится в седло только нижней диафрагмы. Аналогичным образом каждый шар садится в посадочное седло только своей диафрагмы.

После посадки шара в седло на устье НКТ путем закачки жидкости в них создают избыточное давление, достаточное для разрушения нижней диафрагмы. В результате разрушения диафрагмы на подпакерную зону и пласт создается гидроудар. Интервал перфорации и гидроударное устройство заполняют свежей порцией кислотного раствора. В НКТ бросают второй шар, который садится в седло второй снизу калиброванной диафрагмы. Вновь на устье создают избыточное давление для разрушения второй диафрагмы и создания второго цикла гидроудара.

В соответствии с описанной выше схемой на пласт создают серию гидроударов, равную количеству калиброванных диафрагм, ус-

тановленных в гидроударном устройстве. Остатки кислотного раствора из НКТ продавливают в пласт.

На рис. 3.12 представлена динамика изменения забойного давления при гидроударном кислотном воздействии на пласт. Из рис. 3.12 видно, что по мере увеличения порядкового номера гидроудара давление поступления кислоты в пласт уменьшается.

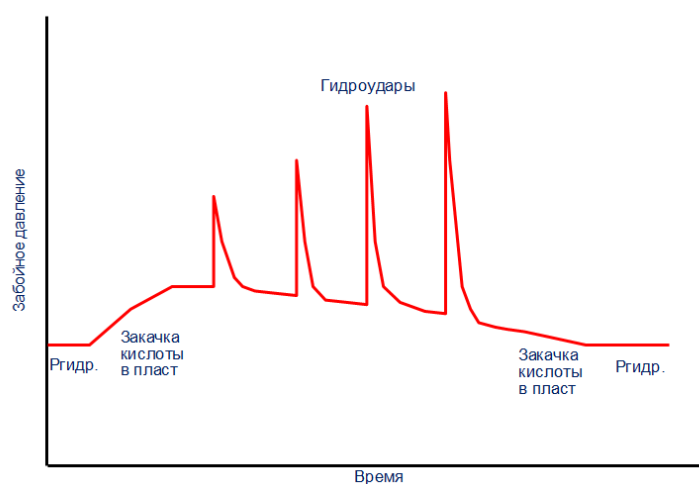


Рис. 3.12. Динамика изменения забойного давления при гидроударном кислотном воздействии на пласт

Эффективность технологии определяется геолого-промысловыми особенностями месторождений. Так, на месторождениях Республики Беларусь успешность работ по данной технологии составила 100 %. Работы выполнялись в скважинах, эксплуатирующих низкопроницаемые пласты. Дополнительная добыча нефти на одну обработку получена в объеме 641 тонны. Средний прирост дебита составил 2,5 т/сут. В ОАО «Сибнефть–Ноябрьскнефтегаз» успешность работ составила 83,3 %, дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию более 4600 тонн, а приросты дебитов 5–18 т/сут.

**Гидроимпульсное реагентное воздействие на пласт.** Основным недостатком технологии гидроударного кислотного воздействия является необходимость затрачивать значительные промежутки времени на ожидание доставки и посадки шаров в седла калиброванных диафрагм. Кроме того, в процессе реализации технологии агрессивные кислотные составы длительное время контактируют с НКТ и скважинным оборудованием, вызывая их коррозию. Для исключения этих недостатков разработана технология гидроимпульсного реагентного воздействия на пласт.

Для реализации технологии в скважину на НКТ спускают гидродинамический пульсатор с пакером. Интервал воздействия пакером отсекается от остальной части скважины. При нагнетании через гидродинамический пульсатор реагентов в пласт с расходами менее 3 литров в секунду происходит вытеснение скважинной жидкости закачиваемыми растворами без пульсаций. С увеличением расходов реагентов свыше 4–5 литров в секунду в гидродинамическом пульсаторе возникают пульсации, которые передаются на пласт. Амплитуда пульсаций регулируется от 5 до 30 МПа. Частота пульсаций определяется объемом НКТ выше пульсатора и расходом закачиваемых реагентов. Она может составлять от 0,2 до 2–3 пульсаций в минуту.

Технология осуществляется с применением пульсаторов клапанного типа. Разработаны две модификации пульсаторов:

- первая, у которой пульсатор снабжен специальным клапаном, обеспечивающим при малых расходах (до 3 л/с) режим прокачки жидкости без пульсаций для обеспечения промывки скважины рабочей жидкостью;

- вторая снабжена поршнем, обеспечивающим перед сбросом жидкости из пульсатора (созданием импульса) дополнительный импульс для мгновенного сжатия специальной пружины и мгновенного открытия клапана [120]–[122].

Конструкция пульсаторов позволяет регулировать амплитуду и частоту воздействия за счет изменения расхода жидкости. Схема скважинного оборудования для гидроимпульсного реагентного воздействия на пласт представлена на рис. 3.13.

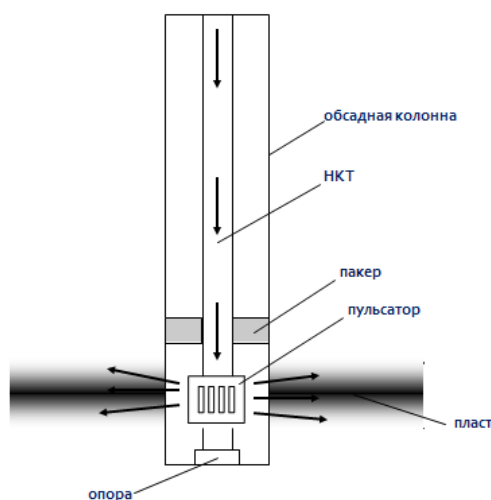


Рис. 3.13. Схема скважинного оборудования для гидроимпульсного реагентного воздействия на пласт

Из рис. 3.13 видно, что в скважину на НКТ спускаются пульсатор и пакер. При воздействии через пульсатор прокачивают рабочие растворы (кислоты, растворители, ПАВ). При импульсном их истечении высокоамплитудные колебательные процессы передаются на продуктивный пласт, что увеличивает охват воздействием и усиливает эффект от воздействия реагентами.

Схема обвязки наземного оборудования при гидроимпульсном реагентном воздействии на пласт приведена на рис. 3.14.

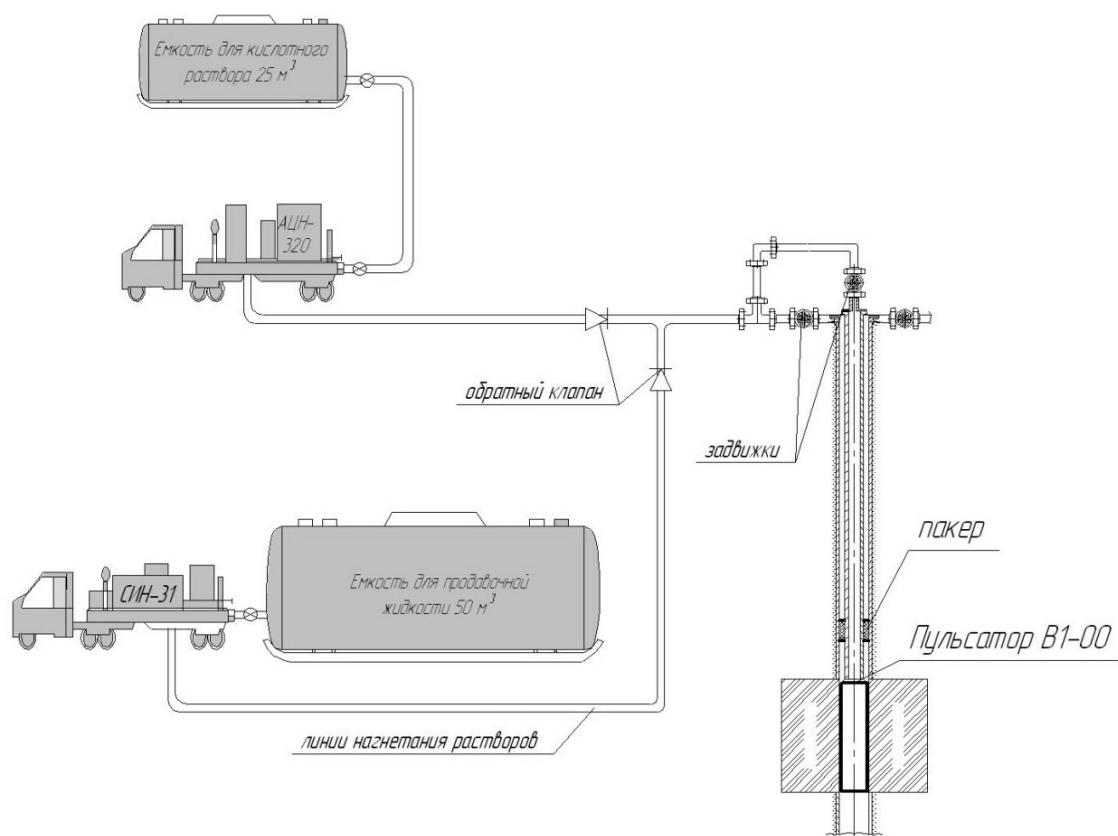


Рис. 3.14. Схема обвязки наземного оборудования при гидроимпульсном реагентном воздействии на пласт

На рис. 3.15 приведена динамика изменения давления на забое при проведении гидроимпульсного кислотного воздействия (закачка кислоты в пласт) на одной из скважин. Как видно из рис. 3.15, при закачке кислоты в пласт амплитуда изменения давления на забое составляет от 1–2 до 10–12 МПа при частоте пульсаций 4–5 Гц.

Успешность работ по данной технологии составила 100 %. Дополнительная добыча нефти получена более 2000 т на одну скважинооперацию. Приросты дебита нефти составили 5–15 т/сут.

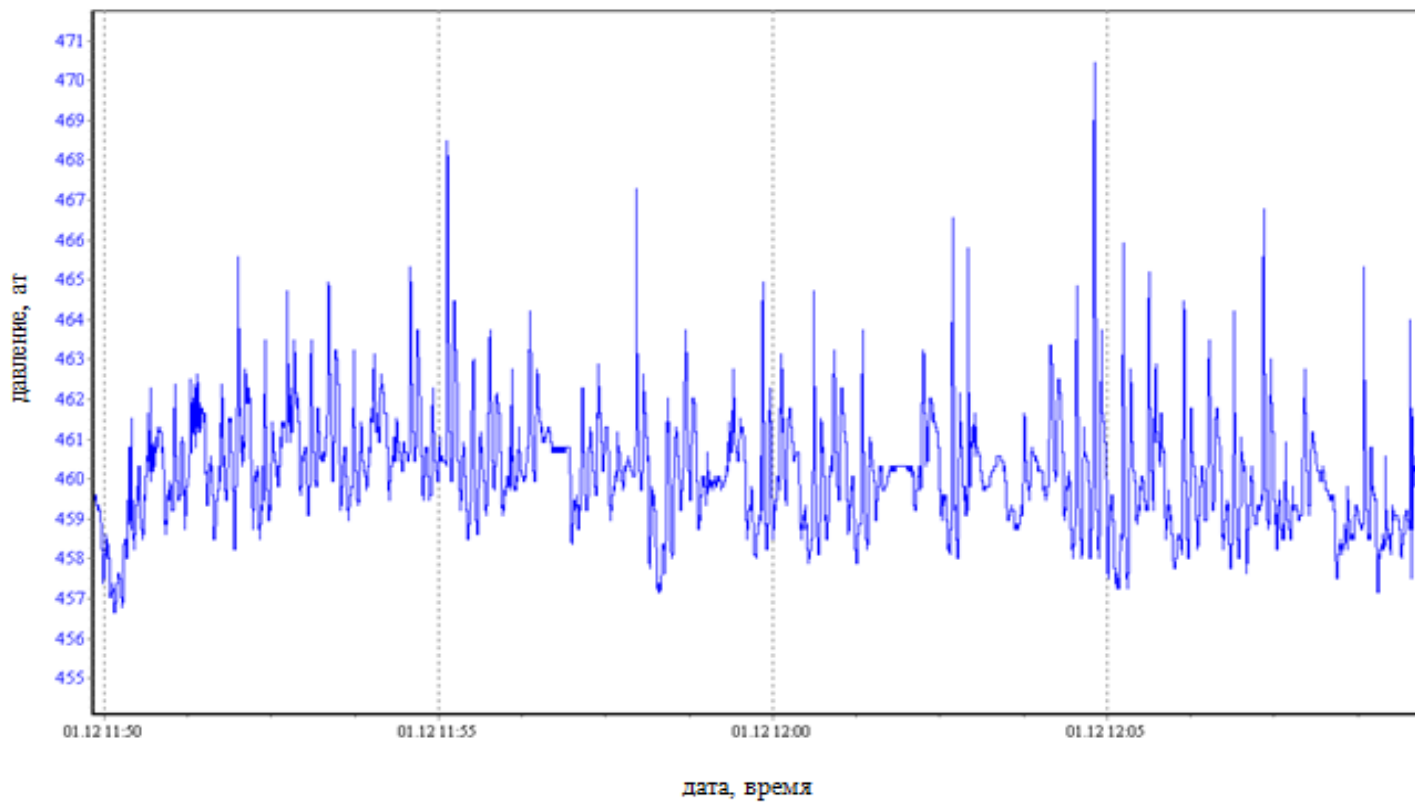


Рис. 3.15. Динамика изменения давления на забое при проведении гидроимпульсного кислотного воздействия (закачка кислоты в пласт)

**Депрессионно-импульсное воздействие.** В условиях пластов с низкими пластовыми давлениями и глубокой кольматацией ОЗС возникает необходимость оперативного извлечения продуктов реакции кислотного раствора с породой и кольматирующих каналы фильтрации веществ. Это позволяет осуществлять технология депрессионно-импульсного воздействия.

Для реализации технологии в скважину на НКТ в интервал перфорации спускают компоновку оборудования, включающую тандемное устройство и пакер. Тандемное устройство включает струйный насос и гидроударное устройство клапанного типа (рис. 3.16).

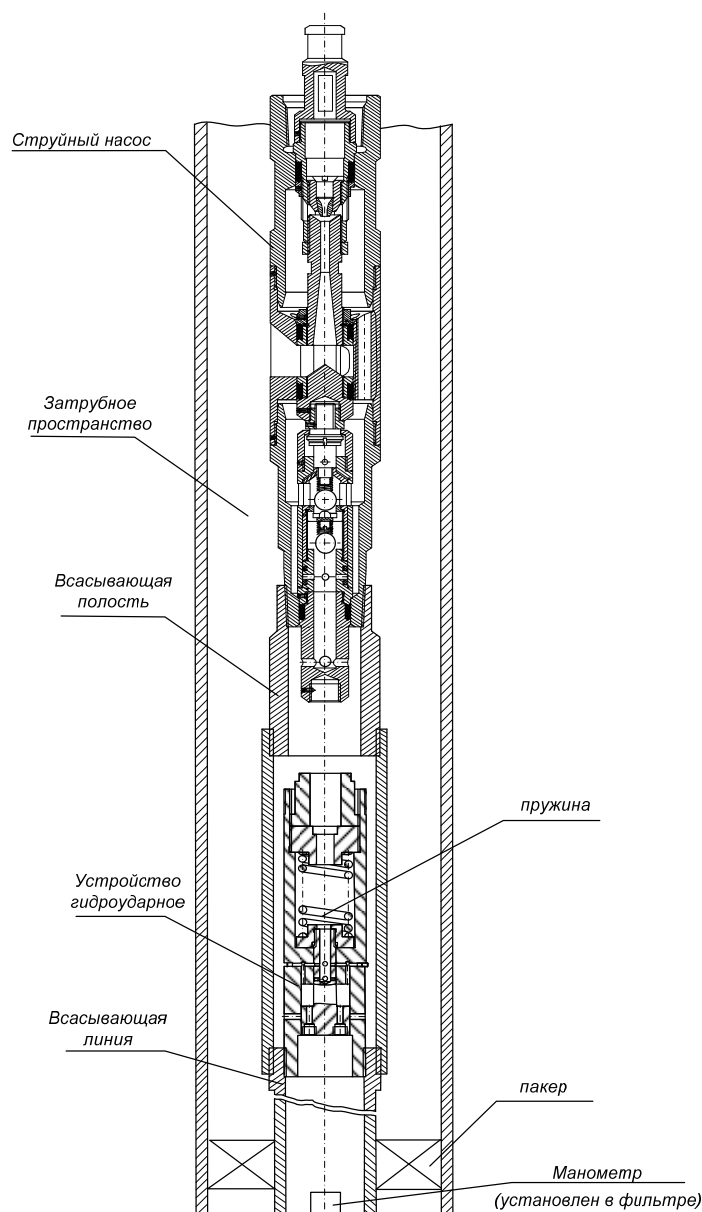
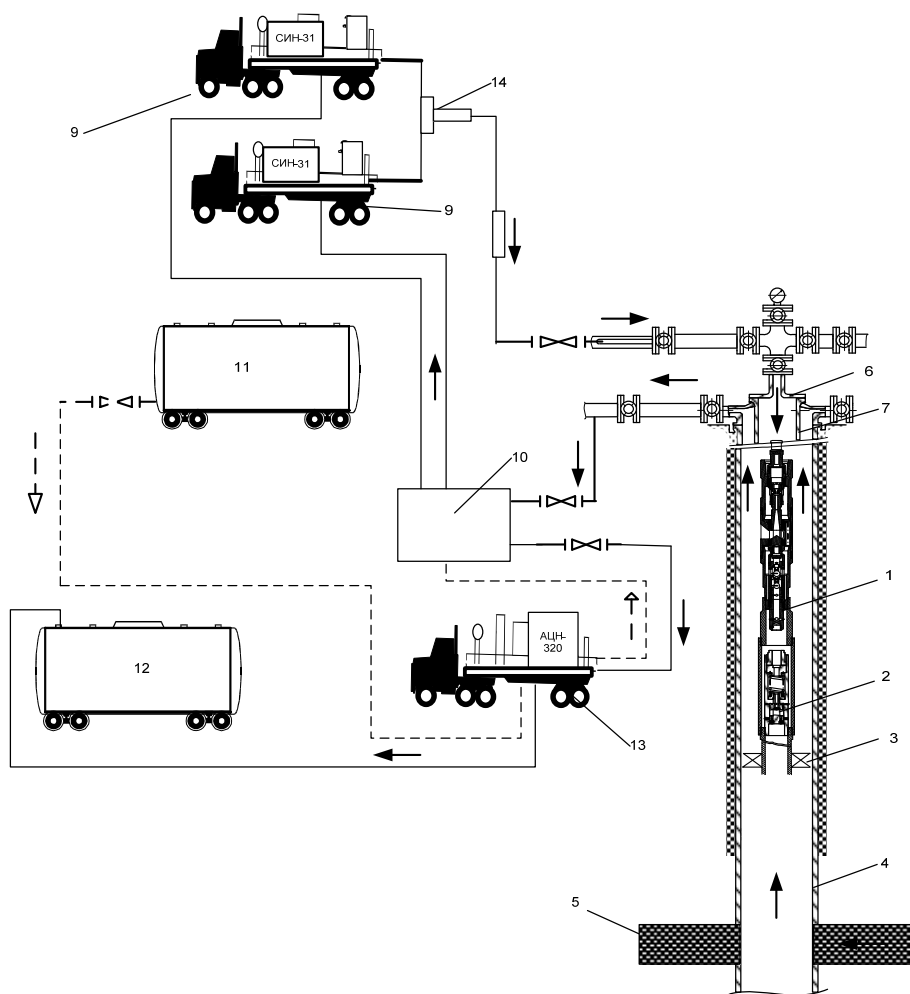


Рис. 3.16. Тандемное устройство для создания гидроударов в ПЗП на депрессии

Технология депрессионно-импульсного воздействия осуществляется по следующей схеме [123]. Перед спуском компоновки инструмента в скважину необходимо подготовить ствол скважины согласно [124]. Устье скважины следует оборудовать превентором или герметизирующей головкой с рабочим давлением не ниже давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Оборудование и технику на устье скважины обязывают по схеме, приведенной на рис. 3.17. Манифольд высокого давления и коммуникации следует опрессовать на полуторакратное максимальное ожидаемое давление.



*Рис. 3.17.* Схема обвязки наземного оборудования для технологии депрессионно-импульсного воздействия:  
 1 – корпус струйного аппарата; 2 – пульсатор; 3 – пакер; 4 – обсадная колонна; 5 – продуктивный паст; 6 – устьевая арматура; 7 – НКТ;  
 8 – фильтр линии нагнетания; 9 – насосный агрегат; 10 – мерная емкость;  
 11 – емкость для рабочей жидкости; 12 – технологическая емкость;  
 13 – насосный агрегат; 14 – тройник

На нагнетательных линиях насосных агрегатов необходимо устанавливать обратные клапаны, которые предотвращают попадание жидкости из скважины в емкость (мерник) после остановки закачки, а также дают возможность сбрасывать давление в нагнетательных линиях насосных агрегатов при вынужденных остановках.

Компоновка инструмента для выполнения воздействия на пласт спускается в следующей последовательности снизу-вверх:

- патрубков из НКТ внизу с заглушкой (или спецворонкой) и манометром;
- НКТ из расчета установки фильтра в интервале перфорации пласта;
- фильтр из НКТ, длиной 8–10 м;
- НКТ из расчета установки пакера на 10–20 м выше верхних дыр перфорации;
- пакер;
- НКТ;
- гидродинамический пульсатор;
- корпус струйного насоса с циркуляционным клапаном;
- НКТ до устья скважины.

Ниже пульсатора допускается спуск НКТ диаметром 60 мм. Выше корпуса струйного насоса диаметр НКТ должен составлять не менее 73 мм.

Со скважиной по замкнутому циклу обвязывают насосный агрегат с выкидом на емкость-дегазатор. Опрессовывают нагнетательные линии на полуторакратное максимальное ожидаемое давление и восстанавливают циркуляцию жидкости в скважине. При открытом затрубном пространстве через НКТ и гидродинамический пульсатор в интервал перфорации доставляют кислотную композицию. Производят посадку пакера и продавливают кислотную композицию в пласт. С помощью каротажного подъемника и цангового захвата извлекают из корпуса струйного насоса циркуляционный клапан. Спускают в НКТ вставную часть струйного насоса.

После посадки вставной части струйного насоса в корпус выполняют циклическое воздействие на пласт путем периодической прокачки агрегатом рабочей жидкости и остановок: 15–20 циклов прокачки жидкости по 15–30 минут, при давлении на агрегате 10–25 МПа и остановках по 3–10 минут или непрерывного дренирования. В период дренирования в пространстве между струйным насосом и пульсатором возникает перепад давления.



Как только величина перепада давления становится больше величины, при которой срабатывает клапан пульсатора, клапан открывается и на ОЗС передается импульс давления (мгновенная депрессия на пласт). Продукты реакции кислотного состава с породой извлекаются из ОЗС в пульсационном режиме. Это позволяет улучшить условия очистки ОЗС от продуктов реакции и колюматизирующих веществ.

Перепад давления, при котором открывается клапан пульсатора, устанавливается перед спуском пульсатора в скважину путем регулирования давления пружины на клапан.

Режим дренирования (давление на агрегате) выбирают исходя из получения величины перепада давления, достаточного для открытия клапана пульсатора и депрессии, обеспечивающей эффективную очистку ОЗС. Для определения режима выполняют несколько циклов дренирования на разных режимах и путем сопоставления приростов дебитов определяют оптимальный режим. На рис. 3.18 приведена динамика изменения забойного давления под гидроударным устройством (пульсатором) при воздействии на пласт тандемным устройством на одной из скважин в режиме непрерывного дренирования. Из рис. 3.18 видно, что импульсы изменения давления, передаваемые на ОЗС, составляют от 0,2–0,3 до 1,8–2,0 МПа. Частота колебаний находится в пределах 0,8–1,2 Гц.

Восстановление проницаемости околоствольной зоны контролируется по росту дебита жидкости в каждом последующем цикле по отношению к предыдущему при одинаковых режимах дренирования. После стабилизации значения дебита в течение 1–2 часов дренирования обработку прекращают.

Если дренирование пласта выполнялось в режиме «депрессия – восстановление давления», то после окончания циклического воздействия скважину отрабатывают в фазе «депрессия» в течение 6–12 часов при давлении на агрегате, обеспечивающем максимальный приток. Через каждые 30–60 минут контролируют объем поступившей из пласта жидкости.

По окончании процесса дренирования останавливают скважину на восстановление давления на 10–18 часов. При необходимости спускают в НКТ на каротажном кабеле цанговый захват и поднимают вставную часть струйного насоса. Плавно увеличивая нагрузку на НКТ, срывают пакер. Компонровку инструмента поднимают из скважины.

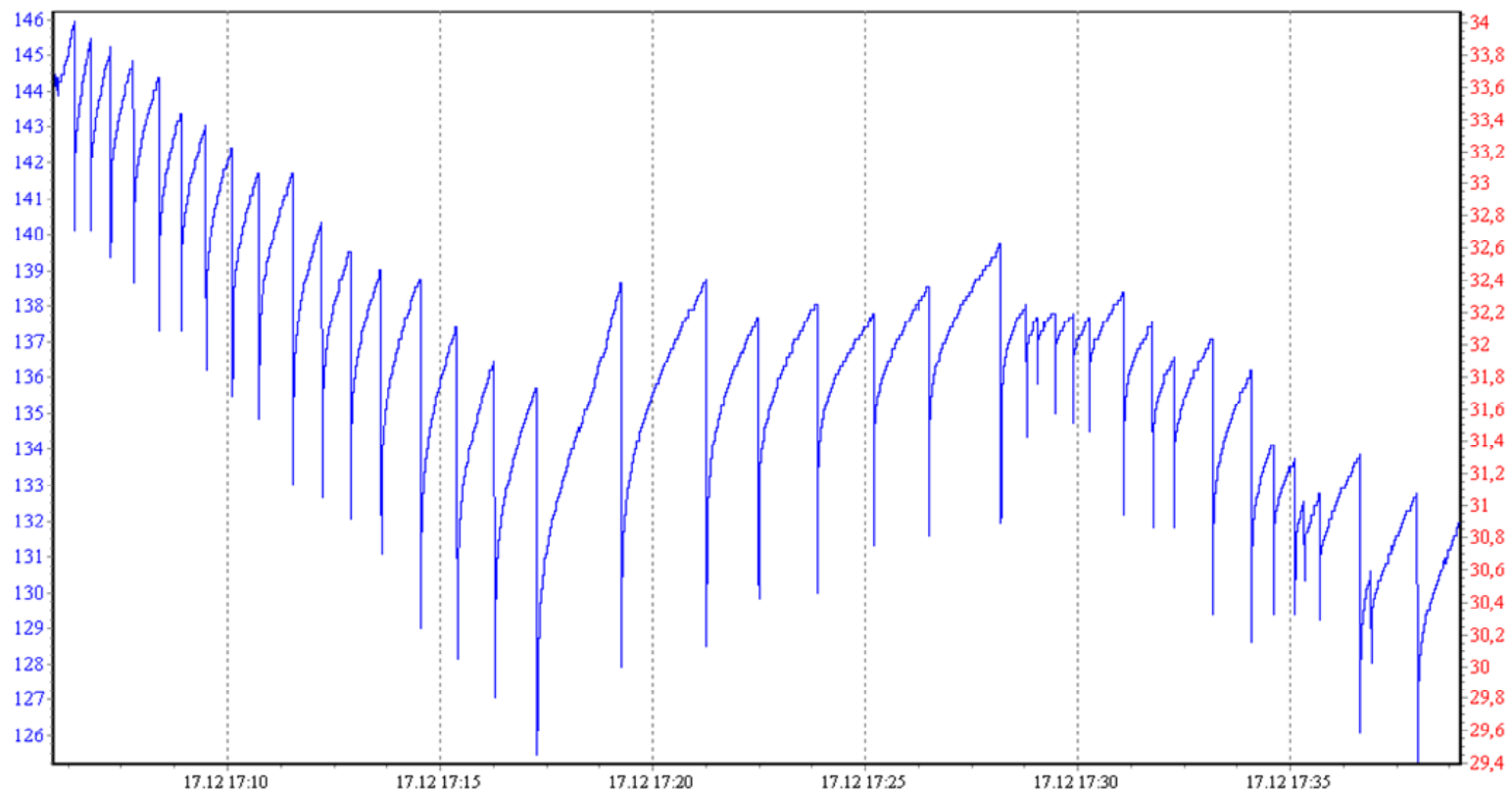


Рис. 3.18. Динамика изменения забойного давления под гидроударным устройством (пульсатором) при воздействии на пласт тандемным устройством в режиме непрерывного дренирования

По полученным после интерпретации записи манометра результатам исследований оценивают гидродинамические свойства пласта и эффективность выполненных работ.

### **3.4. Кавитационно-импульсное воздействие на пласт**

К числу наиболее перспективных способов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта относятся технологии волнового воздействия на прискважинную зону и пласт, эффективно выполняющие поставленные задачи без нарушения физико-химических характеристик коллекторов и герметичности крепи скважин, а также гарантирующие экологическую безопасность процесса. Кроме того, популярность таких методов обуславливается их простотой, дешевизной и оперативностью применения, при высокой экономической эффективности.

Среди многообразия устройств генерирования упругих колебаний наиболее предпочтительными для осуществления виброволновых обработок ОЗС являются скважинные гидродинамические генераторы упругих колебаний, работа которых основана на использовании энергии потока жидкости или газа. Для их функционирования требуется лишь штатное нефтепромысловое оборудование – устьевые насосные агрегаты. Режимные напорно-расходные параметры последних, в особенности предназначенных для задач гидроразрыва пластов, весьма велики, что позволяет при достаточно высоком коэффициенте полезного действия гидродинамического генератора создавать на забое скважины естественную энергонапряженность упругого колебательного поля [125].

Кроме того, весьма важно, что скважинные обработки с использованием гидродинамических генераторов органично совмещаются со штатными промысловыми операциями подземного и капитального ремонта скважин и с операциями большинства традиционных методов обработок ОЗС и пласта (СКО, НКО, ГЛКО, ГАКС и др.).

В литературных источниках предложено значительное количество устройств, использующих колебательные эффекты затопленных струй в режиме развитой кавитации [126], [127].

Наиболее полно набору основных требований удовлетворяют гидродинамические генераторы колебаний, построенные на основе вихревых элементов, работающих в автоколебательных режимах. Важнейшее преимущество использования вихря как усилительного элемен-

та состоит в том, что он имеет максимальный по сравнению со всеми другими струйными элементами коэффициент усиления по мощности [127]. На этом принципе для кавитационно-импульсного реагентного воздействия на пласт разработан пульсатор-кавитатор ПГД-3, работающий следующим образом [128]. Рабочий агент (жидкость) через входные тангенциальные отверстия попадает в вихревую камеру, в которой приходит во вращательное движение с мгновенным увеличением скорости рабочего потока.

Вихревой поток жидкости под действием центробежных сил и перепада давления непрерывно следует в кольцевой конфузоре канал, который выполнен с определенным углом раскрытия. В нем скорость потока промывочной жидкости увеличивается (до 300 м/с) и происходит ее локальный разрыв, т. е. образуются пузырьки и каверны, заполненные газом.

Поток жидкости в насадке устройства движется с нарастанием скорости, что создает условия для его отрыва от стенок сопла и образования новых пузырьков и каверн. В результате возникает колебательный процесс. В целом гидродинамический пульсатор-кавитатор обеспечивает создание пузырьков и каверн и их вынос за пределы устройства, где, попадая в зону высокого давления, они схлопываются, создавая пульсационные потоки высокой интенсивности. При воздействии с применением гидродинамического пульсатора-кавитатора на пласт и схлопывании кавитационных пузырьков у входа в поровый канал возникает эффект «фокусировки» ударной микроволны, пробивающей кольматирующие тромбы в канале фильтрации. Наличие в рабочем агенте кислотного состава или ПАВ кратно усиливает эффект кавитации в среде, что дает дополнительные положительные эффекты.

Перед созданием гидродинамического пульсатора-кавитатора было выполнено численное динамическое моделирование работы устройства и процессов, протекающих в скважинных условиях при его работе [129].

В целях оптимизации конструктивных параметров и изучения возможности возникновения кавитационных пульсаций в скважинных условиях проведено исследование влияния расхода жидкости через пульсатор и гидростатического (пластового) давления на гидродинамические характеристики потока. Для описания структуры турбулентного движения жидкой среды используют осредненные уравнения неразрывности и Навье–Стокса, которые позволяют вычислить среднее давление и компоненты вектора средней скорости рабочей

среды в моделируемой области. Для расчета многофазного течения использовалась модель Эйлера и математическая модель динамики сферической каверны Релея–Плессета с учетом вязкости, сил поверхностного натяжения, влияния газа в каверне, близости границ твердой стенки и давления соседних пузырьков.

По результатам расчетов строились распределения полей скоростей, направлений линий тока, давлений и соотношения жидкой и газовой фаз в моделируемой области скважины при различных давлениях и расходах. По модельным исследованиям были определены оптимальные режимы, при которых возможно образование устойчивой кавитации, и динамические параметры кавитационных процессов.

Из расчетов сделан вывод, что получить эффект развитой кавитации на глубине свыше 2000 м затруднительно при использовании в качестве рабочей жидкости воду [127]. В этом случае целесообразно применять пакерное оборудование, чтобы снизить воздействие гидростатического давления, а также проводить дополнительное насыщение рабочей жидкости газом для стимуляции образования кавитационных полостей в сплошности рабочей жидкости. Наилучший эффект достигается при совмещении кавитационно-импульсной обработки с реагентной, так как давление насыщенных паров раствора соляной и других кислот значительно выше, чем у воды, что, соответственно, способствует увеличению содержания парогазовой фракции, а следовательно, и эффекту воздействия кавитации.

Один из примеров расчета показан на рис. 3.19. Из рис. 3.19, б видно, что на значительном расстоянии от выходного отверстия сопла пульсатора объемная доля парогазовой фракции составляет около 50 %, а в непосредственной близости – до 90 %. Данный факт подтверждает ожидаемую работоспособность устройства. Так, согласно результатам модельных испытаний, в отличие от ранее известных конструкций, разработанный генератор ПГД-3 позволяет создавать амплитудные колебания давления в пределах от 1 до 5 МПа в низкочастотном диапазоне, обеспечивающем медленное затухание гидроударных волн в ОЗС на удалении от обсадной колонны.

Анализ данных, полученных в результате модельных испытаний устройства, дал возможность провести оптимизацию конструкции пульсатора с целью достижения максимального КПД и стабильности его работы.

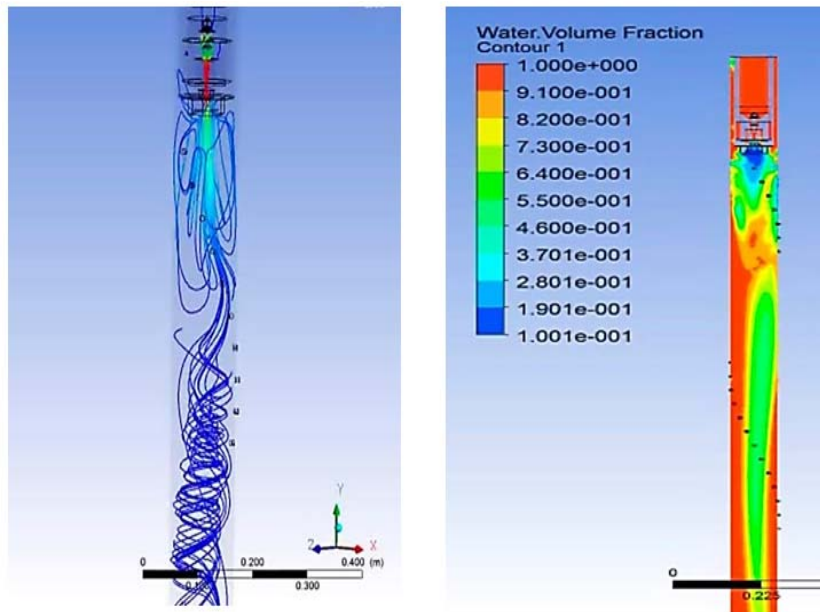


Рис. 3.19. Результаты моделирования работы гидродинамического генератора ПГД-3: *а* – направление линий тока; *б* – содержание парогазовой фракции в рабочем флюиде

При проведении стендовых испытаний кавитатора образец испытываемого устройства закреплялся на стенде и с помощью линии высокого давления подсоединялся к насосному агрегату, после чего к испытываемому устройству подавалась рабочая жидкость от насосного агрегата (рис. 3.20). Испытания проводились при различных давлениях в линии нагнетания с имитацией скважинных условий за счет создания подпора в испытательной камере стенда различными штуцерами с диаметрами проходных отверстий 4, 6 и 8 мм.

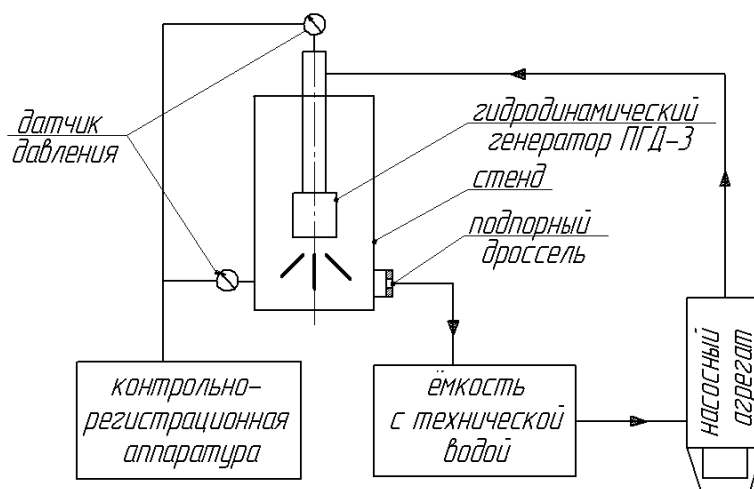


Рис. 3.20. Схема обвязки оборудования при проведении стендовых испытаний

С целью исключения влияния внешних факторов на регистрируемые параметры непосредственно перед испытанием пульсатора выполнялась запись фона работы насосного агрегата.

Стендовые испытания подтвердили факт работы ПГД-3, но и выявили некоторые конструктивные недостатки предложенной конструкции. В связи с этим конструкция пульсатора подверглась доработке, в частности, была изменена геометрия проблемных элементов с целью увеличения механической прочности, что не оказало существенного влияния на параметры работы пульсатора.

Технологическая схема кавитационно-импульсного воздействия на пласт в скважинных условиях может быть реализована одним из трех вариантов:

- обработкой интервала перфорации путем перемещения кавитатора на подвеске НКТ (селективно-точечная обработка пласта) при циркуляции рабочей жидкости по НКТ и затрубному пространству с расходом 3–10 л/с;

- закачкой реагента в пласт в режиме развитой кавитации при закрытом затрубном пространстве или посаженном пакере;

- комплексной обработкой пласта путем последовательной реализации первых двух вариантов воздействия.

Селективно-точечную обработку пласта по первому варианту проводят с шагом 0,5–1,0 метр с воздействием в течение 10–30 минут на каждом шаге при постоянной циркуляции, при этом расход жидкости должен быть максимальным. Максимальная продолжительность воздействия выполняется на точках в интервалах с пониженной проницаемостью.

Компоновка инструмента для выполнения воздействия на пласт по второму варианту спускается в следующей последовательности снизу вверх: пульсатор ПГД-3 с забойным манометром для контроля динамики изменения забойного давления, две-три трубки НКТ, пакер (при необходимости) и остальные НКТ до устья скважины. Пульсатор-кавитатор целесообразно устанавливать в зоне интервала перфорации или открытого ствола со сниженными фильтрационными характеристиками коллектора, после чего выполняют кавитационно-импульсное ПАВ-кислотное воздействие с заданным расходом в режиме развитой кавитации по технологии кислотной обработки ПЗП. Основным условием при этом является наличие пластом приемистости, достаточной для создания развитой кавитации.

Если необходимо выполнить кавитационно-импульсное ПАВ-

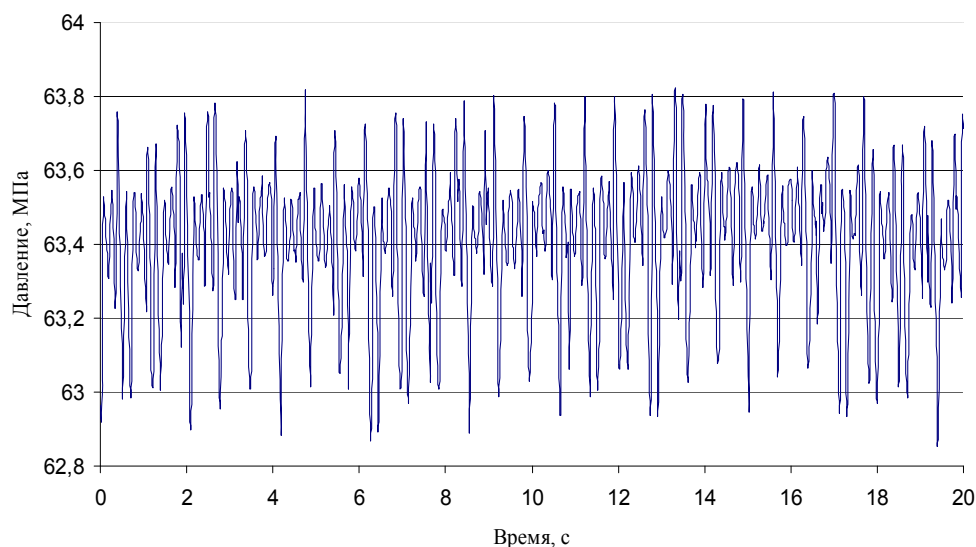
кислотное воздействие при низкой приемистости пласта или ее отсутствии, работы выполняют по третьему варианту. Вначале для увеличения приемистости пласта проводят селективно-точечную обработку по первому варианту, а затем после восстановления приемистости переходят на закачку ПАВ-кислотных композиций в пласт в режиме развитой кавитации.

В 2013–2014 гг. реализована программа опытно-промысловых работ по отработке технологии кавитационно-импульсного воздействия (КИВ) с применением пульсатора-кавитатора ПГД-3 на нефтяных месторождениях Припятского прогиба.

Учитывая большие глубины залегания продуктивных горизонтов, применение технологии реализовывалось в комплексе с реагентной обработкой пласта при посаженном пакере. Воздействие осуществлялось на компоновке НКТ (снизу вверх) с пульсатором ПГД-3, регистратором забойных параметров РЗП-100 и пакером ПРО-ЯМО2-ЯГ1(М). После посадки пакера в пласт в импульсном режиме закачивали ПАВ-кислотный состав при расходах жидкости 2–7 л/с. Высокие значения давления закачки рабочей жидкости (30–40 МПа) соответствовали расчетным при заданных расходах (2,5–5,5 л/с), что подтверждает значительный перепад давления при прохождении рабочей жидкости через пульсатор (перепад давления на пульсаторе находится в пределах от 18 до 20 МПа). Полученный перепад давления на пульсаторе также соответствовал результатам стендовых испытаний.

Данные, полученные в результате расшифровки манометрической записи, показывают наличие пульсаций давления рабочей жидкости (рис. 3.21). Амплитудно-частотная характеристика, построенная с помощью преобразований Фурье, показала наличие гармоник с частотами в диапазоне 1–25 Гц и амплитудой 0,2–1,1 МПа. При этом необходимо учитывать тот факт, что регистратор забойного давления при проведении кавитационно-импульсного воздействия, был расположен выше гидродинамического пульсатора ПГД-3 (чтобы не препятствовать формированию очагов высокого давления и не нарушать линий тока рабочей жидкости ниже пульсатора) и регистрировал незначительную локальную разрядку давления внутри НКТ, тогда как максимум амплитуды пульсации давления рабочей жидкости, возникающей в результате схлопывания кавитационных каверн, происходил ниже пульсатора и приходился на интервал перфорации.





*Рис. 3.21.* График пульсации давления рабочей жидкости при КИВ на пласт

Зарегистрированные перепады давления малой амплитуды косвенно свидетельствуют в пользу создания режима устойчивой кавитации и работоспособности устройства, но не могут отразить энергетику процесса в целом. Кроме того, полученная частота пульсаций давления рабочей жидкости полностью совпадает с результатами модельных и стендовых испытаний.

Ревизия пульсатора ПГД-3 после интенсифицирующего воздействия показала минимальный износ его конструктивных элементов и высокую ремонтпригодность. Ресурс работы основных элементов (тангенциальный завихритель, резонансная камера) в условиях агрессивных сред составил не менее трех скважино-операций.

Для оценки экономического эффекта от КИВ проводились гидродинамические исследования до и после проведения работ по интенсификации притока путем записи КВД. На основании прироста коэффициента продуктивности проводился факторный расчет дополнительной добычи нефти. В табл. 3.2 представлены результаты внедрения технологии [128].

**Эффективность технологии кавитационно-импульсного  
воздействия на пласт**

Номер скважины, месторождение	Дата ремонта	Базовый дебит, т/сут	Пла- новый при- рост, т/сут	Факти- ческий прирост в год внед- рения, т/сут	Допол- нитель- ная добыча, т
155 – Ново-Давыдовское	04,2013	2,17	3,0	3,9	751
14 – Ново-Кореневское	12,2013	6,13	4,0	6,08	1237
276 – Осташковичское	01,2014	6,49	3,0	11,66	3596
151 – Мармовичское	02,2014	3,24	3,0	4,17	742
147 – Березинское	09,2014	3,56	2,0	2,9	314
<i>Итого</i>					6640

Дополнительная добыча за счет внедрения технологии КИВ на пяти объектах составила около 6640 т. Принимая в расчет эффективные и среднеэффективные работы успешность составляет 80 %. Прирост коэффициента продуктивности в относительном выражении достигал 60 %. Наибольший эффект получен в скважинах с продуктивностью ниже  $1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ . Эффективность работ увеличивается при нормальной энергетике залежи, что характерно для ГТМ по интенсификации. Сравнительный анализ эффективности от КИВ с традиционными технологиями – простыми и направленными кислотными обработками, по объектам на аналогичных месторождениях и залежах – показал эффект от КИВ в среднем выше на 30 %.

В результате проведенных опытно-промысловых испытаний и последующего широкого внедрения определены основные критерии применимости технологии КИВ на пласт, определяющие эффективность ее использования:

– карбонатные пласты-коллекторы нагнетательных и добывающих скважин с проницаемостью свыше  $0,005 \text{ мкм}^2$  и обводненностью добываемой продукции не более 70 %, расчлененные и послойно-неоднородные, с возможным наличием неработающих зон и пропластков;

– для работы пульсатора ПГД-3 в устойчивом кавитационно-импульсном режиме, в процессе химической обработки пласта, приемистость скважины должна составлять не менее 3–5 л/с при заданном рабочем давлении;

– с учетом физических особенностей протекания кавитационных процессов, для обработки глубокозалегающих пластов (глубиной более 2000 м) рекомендуется включать в компоновку пакер вне зависимости от значений давлений, при которых достигается необходимая для создания устойчивой кавитации приемистость пласта;

– с учетом величины и характера распределения градиента импульсов давления в области скважины, расположенной под пульсатором, рекомендуемая мощность целевого интервала воздействия не должна превышать 20–25 м, при условии работы в режиме «закачка», и не ограничена в режиме обработки «на циркуляцию»;

– важным условием безаварийности проведения работ с использованием пульсатора ПГД-3 является качественная предварительная подготовка (очистка) кислотных емкостей, мерных емкостей насосных агрегатов, а также отсутствие механических примесей в рабочей жидкости: уровень КВЧ не более 50 мг/л и размер частиц твердой фазы не более 3 мм.

В настоящее время на месторождениях Припятского прогиба технология получила промышленное внедрение и применяется согласно вышеперечисленным критериям для интенсификации притока скважин, где «простые» КО не дают желаемого результата, а также при освоении из бурения новых скважина.

### **3.5. Перспективные технологии волнового воздействия на пласт**

Развитие технологий волнового и виброволнового воздействия на пласт является одним из перспективных направлений повышения эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти. По мнению ряда авторов, волновое воздействие на ОЗС и пласт способствует изменению реологических свойств насыщающих пласт флюидов, усилению фильтрационных процессов, особенно в низкопроницаемых разностях пород-коллекторов, снижению обводненности добываемой продукции [130]–[136]. Волновое воздействие способствует многократному увеличению скоростей движения жидкостей и газов в пористой среде, интенсификации тепло- и массообменных процессов, перераспределению гидродинамических давлений.

В настоящее время разработан, опробован и переведен в промышленную эксплуатацию большой арсенал методов интенсификации добычи нефти с применением волновых технологий [137]–[140].

При разработке технологий авторами основное внимание уделялось конструктивным особенностям устройств для осуществления воздействия с точки зрения обеспечения определенной частоты и амплитуды воздействия. В этих технологиях воздействие на ОЗС и пласт осуществляется с земной поверхности, устья скважин или путем спуска генераторов волн на забой скважины на НКТ. В некоторых технологиях генераторы волн в скважины доставляются на каротажном кабеле.

В последние годы особое внимание в нефтегазовых компаниях уделяется разработке нефтегазовых месторождений горизонтальными и многоствольными скважинами. При этом доказано, что по большинству горизонтальных стволов работает не более 30–40 % вскрытых эффективных толщин коллекторов. При всем многообразии разработанных и описанных волновых технологий практически отсутствуют подходы для волновых обработок с целью интенсификации добычи нефти в горизонтальных скважинах. Для интенсификации притока с применением волновых технологий в горизонтальных стволах необходимо использовать колтюбинг. Конструктивно волновые генераторы должны быть выполнены в виде насадок, крепящихся к гибкой трубе с помощью переходников, завальцованных на конце трубы.

Характерные особенности и преимущества волновых технологий с колтюбингом:

- существенное снижение материально-временных затрат при проведении работ;
- повышение эффективности промывок НКТ, горизонтальных стволов и забоя скважин;
- возможность непрерывной поинтервальной обработки околоствольной зоны горизонтальных скважин;
- повышение охвата пласта воздействием как по толщине, так и по простиранию.

Основная цель воздействия в горизонтальных стволах – ввести в разработку низкопроницаемые зоны продуктивного пласта путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать фильтрационные процессы в низкопроницаемых участках пласта. При воздействии на ОЗС в горизонтальных стволах низкочастотными колебаниями положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как непосредственно вокруг обрабатываемой скважины, так и в

отдельных зонах. При соответствующих режимах обработки эффект проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров.

Возможны два варианта реализации технологии с колтюбинговой трубой. По первому варианту кавитаторы (пульсаторы) спускаются в скважину на колтюбинге в эксплуатационную колонну. В этом случае устье скважины необходимо оборудовать противовыбросовым оборудованием и лубрикатором. Для воздействия на ОЗС применяются вышеописанные модификации кавитаторов (пульсаторов).

По второму варианту вначале в скважину спускается НКТ, а затем через НКТ в горизонтальную часть скважины на колтюбинге доставляется пульсатор. В этом случае пульсатор должен обладать габаритами, позволяющими беспрепятственное прохождение через стандартные насосно-компрессорные трубы диаметром 73 или 60 мм, (диаметр пульсатора не должен превышать 40–45 мм). При этом для работы можно использовать только колтюбинговую трубу диаметром 38 или 44 мм. Ввиду стесненных размеров по наружному диаметру группой специалистов ГГТУ им. П. О. Сухого разработан прямоточный пульсатор-кавитатор, камера завихрения которого выполнена в форме цилиндра с тангенциальными отверстиями, расположенными в шахматном порядке по цилиндрической образующей (рис. 3.22). Одновременно камера завихрения выполняет функцию фильтра для предотвращения нештатной ситуации при наличии в рабочей жидкости механических примесей. Насадок выполнен в виде конфузور-диффузора.

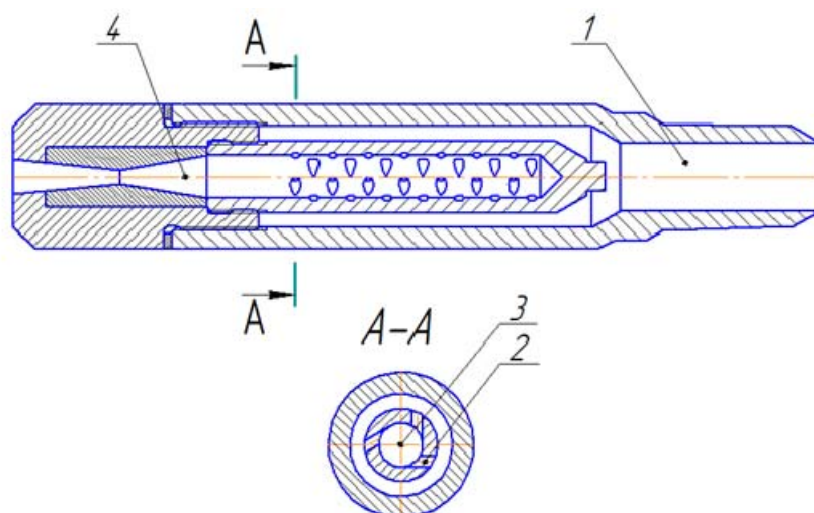


Рис. 3.22. Схема прямоточного пульсатора-кавитатора:  
1 – проточная часть; 2 – входные отверстия в камеру завихрения;  
3 – вихревая камера; 4 – насадок

Для расширения функциональных возможностей пульсатора-кавитатора его конструкция была разработана по модульному принципу в четырех вариантах исполнения для решения различных задач: с осевым истечением рабочей жидкости (промыв гидратных пробок, гидроразрыв пласта, кислотная обработка) и радиальным истечением рабочей жидкости (декольматация околоствольной зоны, очистка внутренней поверхности НКТ и обсадной колонны и т. д).

На рис. 3.23 показана конструкция прямооточного кавитатора с осевым истечением рабочей жидкости, который работает следующим образом. Рабочая жидкость через завальцованный переводник попадает в зазор между корпусом 1, ввинченным в переводник, и фильтром 2. Через тангенциальные отверстия в фильтре рабочая жидкость попадает в камеру завихрения. Закрученный поток через конфузор 3 и диффузор 6 истекает в пульсирующем режиме из кавитатора. Для увеличения кавитационного числа в диффузоре выполнена проточка 5. Причем для увеличения пульсаций в поперечном сечении проточка может иметь форму эллипса.

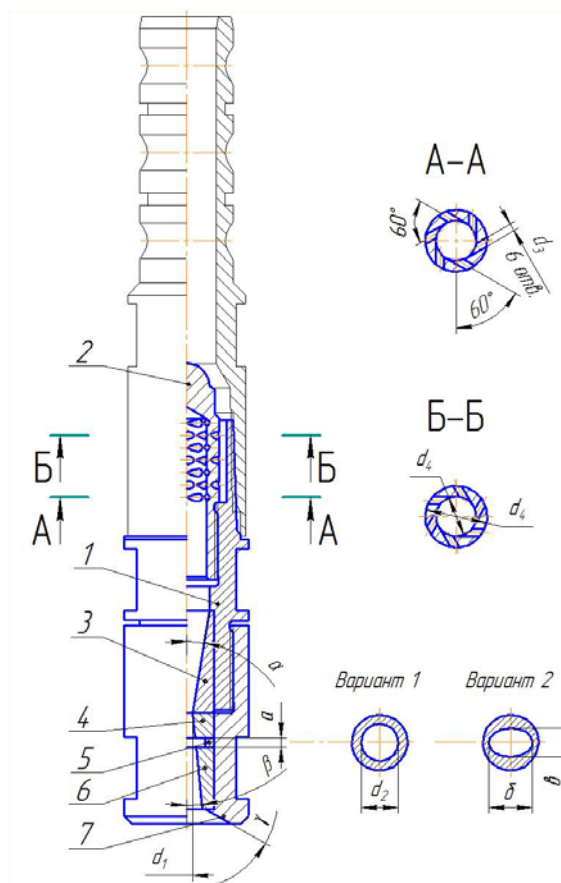


Рис. 3.23. Кавитатор прямооточный ГПК-02:  
1 – корпус; 2 – фильтр; 3 – конфузор; 4, 5 – кольцо;  
6 – диффузор; 7 – гайка накидная

На рис. 3.24 показана конструкция прямоточного кавитатора, дополненная генератором звуковых колебаний. В двух осевых прямоточных каналах перпендикулярно потоку установлены два корпуса генераторов, в которых колеблются ролики  $\delta$ , создающие возмущения потока рабочей жидкости. Через завихритель 7 рабочая жидкость истекает из насадки.

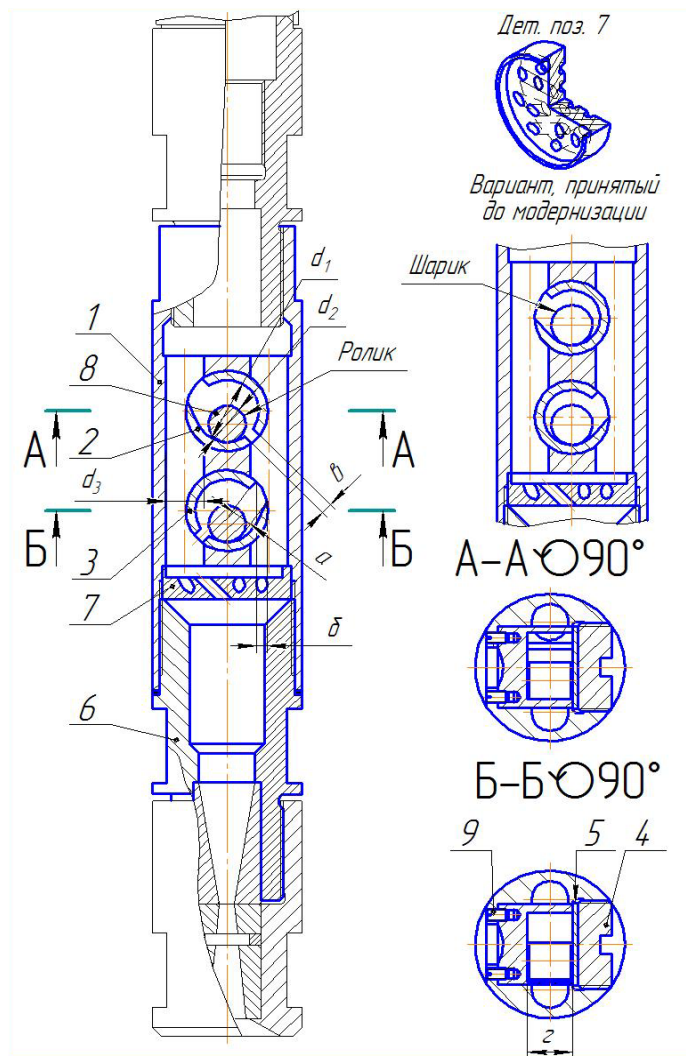


Рис. 3.24. Генератор звуковых колебаний ГКПЗ-01:

- 1, 6 – корпус; 2 – корпус генератора правого;  
 3 – корпус генератора левого; 4 – заглушка; 5 – кольцо уплотнительное;  
 7 – завихритель; 8 – ролик; 9 – винт-фиксатор

На рис. 3.25 показан гидропульсатор кавитационный с радиальным истечением рабочей жидкости. Особенностью конструкции является то, что к корпусу 4 монтируется насадка 1 с шестью тангенциально расположенными форсунками 3.

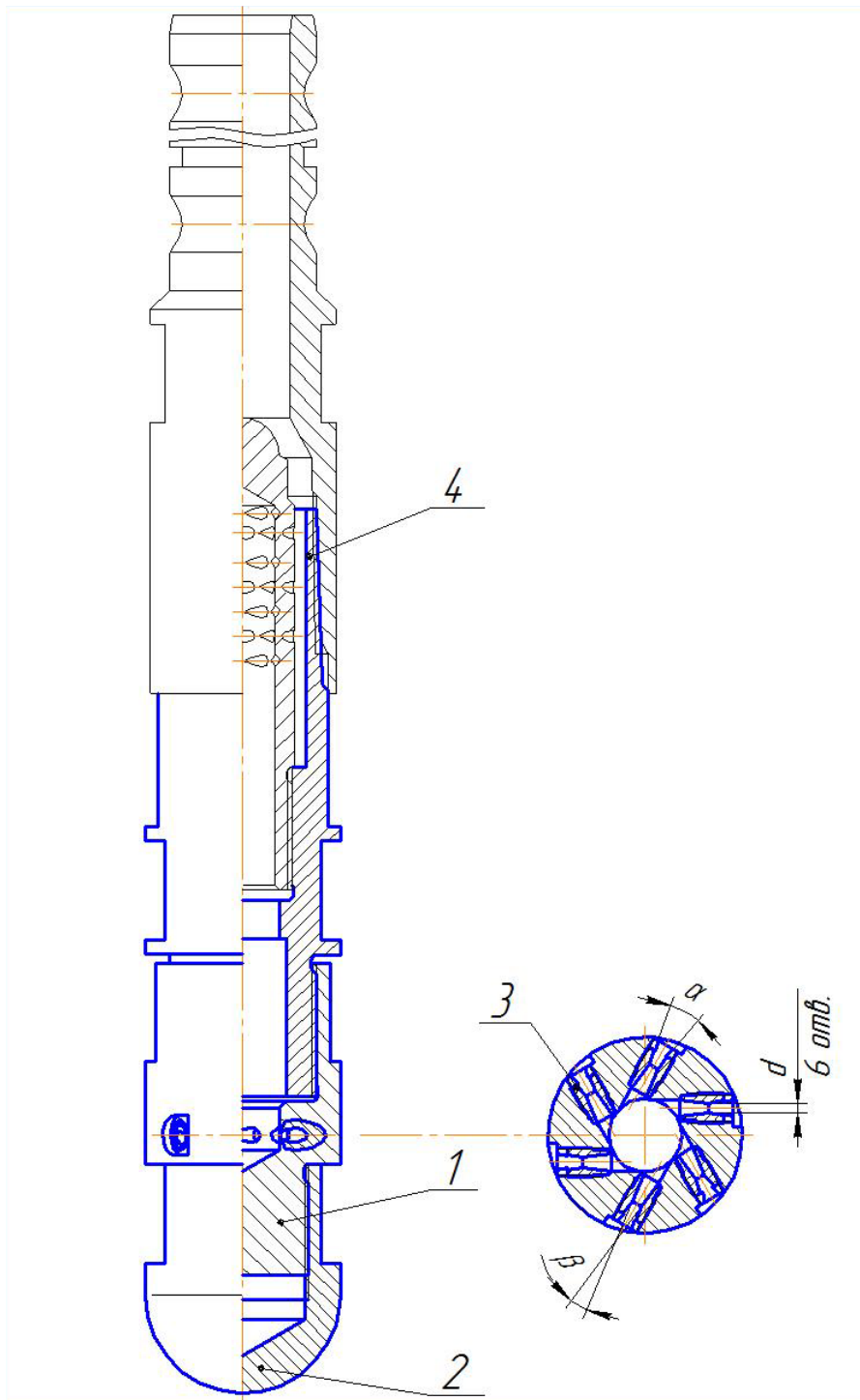


Рис. 3.25. Гидропульсатор кавитационный ГПК-04:  
 1 – корпус; 2 – наконечник; 3 – форсунка; 4 – насадка; 5 – фильтр

С целью увеличения закрученности потока рабочей жидкости и зоны охвата обрабатываемой поверхности в конструкции гидропульсатора (рис. 3.26) форсунки оснащены индивидуальной камерой завихрения и расположены диаметрально с угловым шагом  $120^\circ$ .



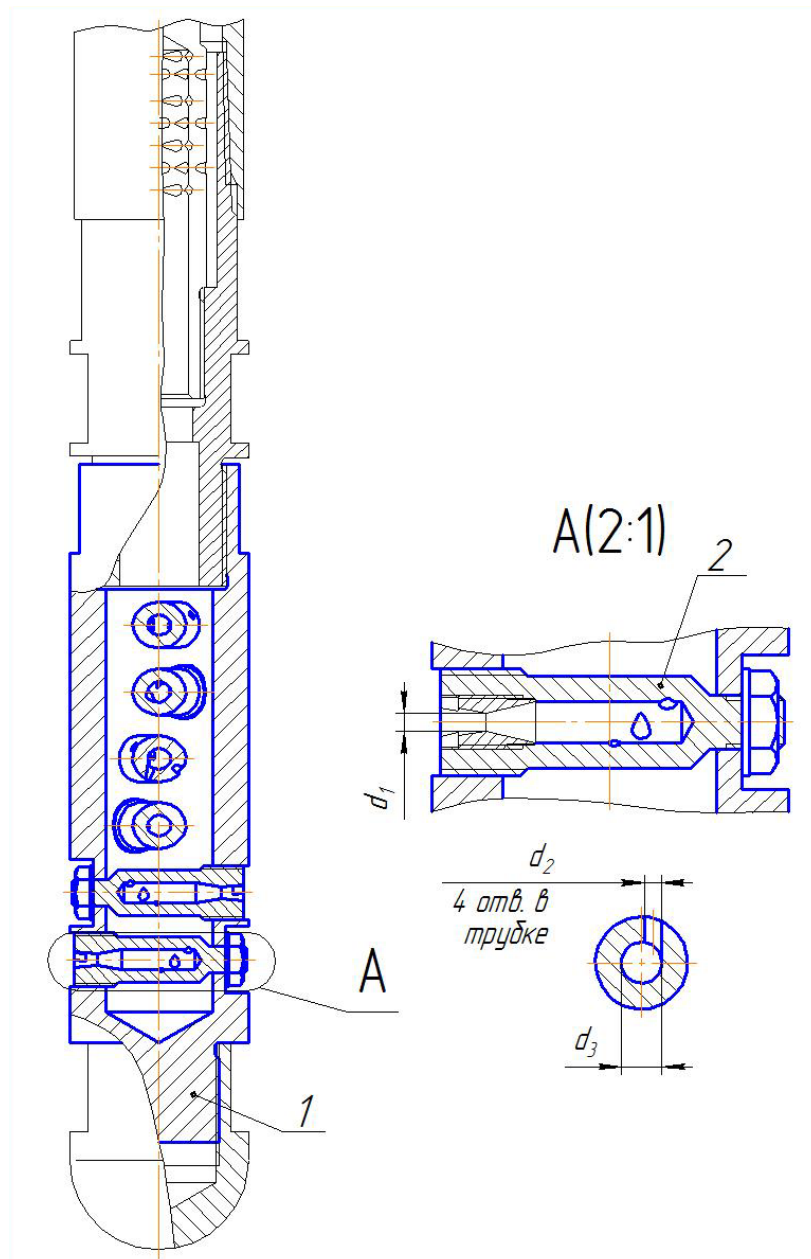


Рис. 3.26. Гидропульсатор кавитационный ГПК-05:  
 1 – корпус; 2 – трубка; 3 – уплотнение; 4 – наконечник; 5 – сопло;  
 6 – корпус; 7 – фильтр

Результаты расчета гидродинамики потока, приведенных конструкций пульсаторов-кавитаторов подтверждают их работоспособность.

Важным моментом при планировании волнового воздействия на пласт является управление процессом воздействия на околоствольную зону пласта в режиме реального времени с контролем и регулированием частоты и амплитуды пульсаций, забойного давления, принимающих реагенты, отдающие продукты реакции интервалов при комплексном химическом и волновом воздействии.

Необходимо расширение функциональных возможностей волновых устройств для повышения эффективности реагентно-химического воздействия на пласт за счет обеспечения контроля и корректировки технологических параметров воздействия, управления процессом воздействия в режиме реального времени для обеспечения максимального охвата пласта воздействием.

Поставленная задача решается путем оснащения устройства для волнового воздействия на пласт, обработки и исследования скважин гидродинамическим кавитатором или пульсатором, или генератором, имеющим модули как прямого, так и обратного действия, через которые ведется как закачка обрабатывающих пласт растворов (кислотных составов, растворов ПАВ, растворителей и других всевозможных обрабатывающих композиций), так и извлечение продуктов их реакции с породой в пульсационном режиме. Значение забойного давления, частоты и амплитуды пульсаций, профиль поступления жидкости в пласт и из пласта в интервале перфорации контролируется и управляется в режиме реального времени оператором с устья скважины путем изменения режимов подачи жидкости в насосно-компрессорные трубы. Для контроля этих параметров устройство в нижней торцевой части содержит как минимум один датчик измерения забойного давления, частоты и амплитуды пульсаций, а в пределах интервала перфорации – гирлянду датчиков движения жидкости, от которых на устье скважины по каротажному, электрическому или другому кабелю цифровая информация поступает на пульт оператора.

Особенности конструкции устройства поясняются схемой, представленной на рис. 3.27 [141]. Устройство для освоения, обработки и исследования скважин спускается в скважину на НКТ 1 и включает корпус 2 с радиальными каналами 3–6, пакер 7, установленный в корпусе 2 струйный насос с активным соплом 8, камерой смешения 9, диффузором 10 и каналом 11 подвода активной среды. В корпусе так же выполнен циркуляционный канал 12, в котором установлен с возможностью продольного перемещения дифференциальный запорный элемент 13 с уплотнительными элементами 14, осевым каналом 15 и радиальными окнами 16. В канавке циркуляционного канала 12 в пределах хода уплотняемой поверхности запорного элемента расположен уплотнительный элемент 17. Параллельно циркуляционному каналу 12 в корпусе 2 также выполнен продольный канал, нижняя часть 18 которого соединена с подпакерным пространством, а верхняя часть 27 – с входом в камеру смешения 9 струйного насоса. Устрой-

ство содержит обратные клапаны 19 и 20, один из которых 19 установлен в канале 11 подвода активной среды, а другой 20 – в верхней части 27 продольного канала перед входом в камеру смешения 9.

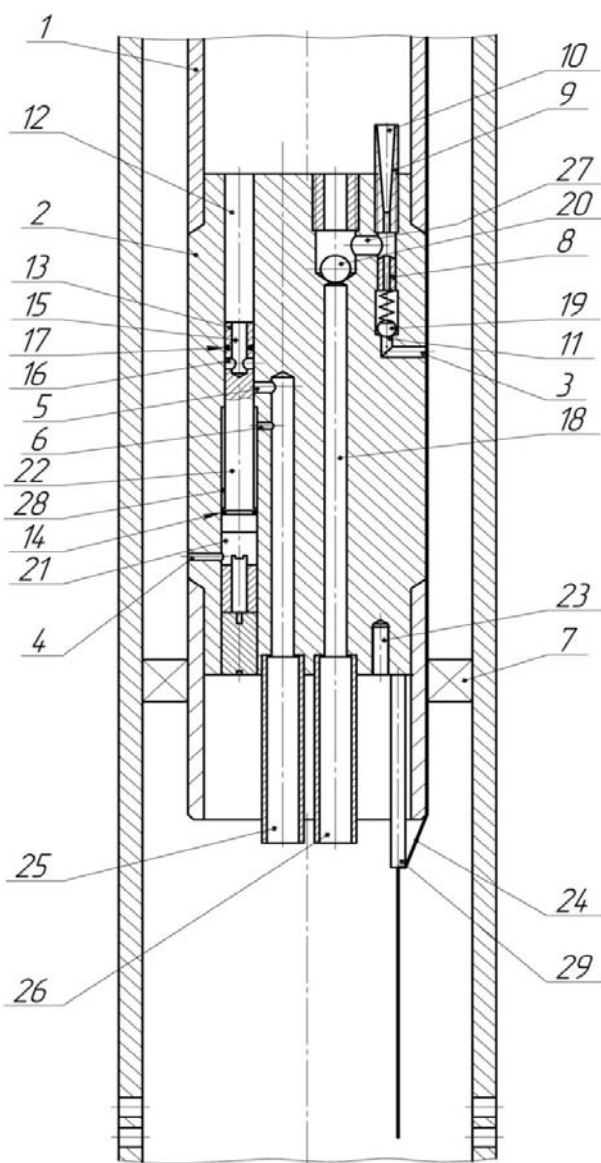


Рис. 3.27. Устройство для освоения, обработки и исследования скважин

Канал 11 подвода активной среды посредством радиального канала 3, а полость 21 циркуляционного канала 12, ограниченная нижней поверхностью запорного элемента 13, посредством радиального канала 4 соединены с затрубным пространством скважины. Нижняя часть 18 продольного канала, во-первых, через модуль прямого действия 25 гидродинамического кавитатора или пульсатора, или генератора гидродинамически соединена с радиальным каналом 5 и цирку-

ляционным каналом 12 через радиальные каналы 16 и осевой канал 15 при крайнем нижнем положении дифференциального запорного элемента 13; во-вторых, радиальным каналом 6 соединена с кольцевой полостью 28 циркуляционного канала 12, ограниченной большой ступенью 22 запорного элемента 13; в третьих, через модуль обратного действия 26 гидродинамического кавитатора или пульсатора или генератора с верхней частью 27 продольного канала. В нижней части корпуса 2 установлен не менее чем один датчик 23 регистрации забойного давления, амплитуды и частоты пульсаций, а в пределах интервала перфорации гирлянда датчиков движения жидкости 29, прикрепленная к нижней части корпуса 2, которые посредством каротажного, электрического или другого кабеля 24 соединены на устье скважины с пультом управления оператора.

Устройство для освоения, интенсификации притока нефти и исследования скважин работает следующим образом.

Пакер 7 и корпус 2 устройства с установленными в нем струйным насосом, двухмодульным, с модулями прямого 25 и обратного 26 действия, гидродинамическим кавитатором или пульсатором, или генератором и дифференциальным запорным элементом 13 опускают в скважину на колонне НКТ 1 и располагают над продуктивным пластом. Перед спуском устройства в скважину, на нижней части корпуса 2 устанавливают не менее одного датчика 23 измерения давления, частоты и амплитуды пульсаций. К нижней части корпуса крепят гирлянду датчиков движения жидкости 29, а дифференциальный запорный элемент 13 устанавливают в нижнее положение, при котором радиальные окна 16 запорного элемента 13 совпадают с радиальным каналом 5, связанным через модуль 25 прямого действия гидродинамического кавитатора или пульсатора, или генератора с нижней частью 18 продольного канала. При этом при спуске обеспечивается свободное заполнение НКТ скважинной жидкостью, а к НКТ по внешней поверхности крепится геофизический или электрический, или иной кабель 24, присоединенный к не менее чем одному датчику 23 измерения давления, частоты и амплитуды пульсаций и гирлянде датчиков движения жидкости 29.

После спуска компоновки в скважину инструмент устанавливают таким образом, чтобы гирлянда датчиков движения жидкости находилась в пределах интервала перфорации и целиком перекрывала его. Приводят в рабочее положение пакер, разобщая затрубное пространство на надпакерное и подпакерное, а геофизический или элект-

трический, или иной кабель присоединяют к компьютеру на пульте управления оператора. При закрытом на устье скважины трубном пространстве нагнетанием жидкости в затрубное пространство производят опрессовку пакера 7. При этом обратный клапан 20 находится в нижнем положении и герметизирует подпакерное пространство со стороны струйного насоса. Дифференциальный запорный элемент 13, перемещается за счет действия большей силы со стороны нижней поверхности дифференциального запорного элемента 13, вверх и перекрывает радиальный канал 5, связывающий циркуляционный 12 и нижнюю часть продольного канала 18.

После опрессовки пакера, путем нагнетания в трубное пространство НКТ 1 ведут закачку реагента в необходимых объемах в пласт. При этом, давлением нагнетаемой жидкости дифференциальный запорный элемент 13 перемещается в нижнее положение, в котором радиальные окна 16 запорного элемента 13 совмещаются с радиальным каналом 5. Реагент по циркуляционному каналу 12 через осевой канал 15, радиальные окна 16 и канал 5 поступает в модуль прямого действия 25 гидродинамического кавитатора или пульсатора, или генератора и через него по нижней части 18 продольного канала попадает в подпакерное пространство скважины и далее в обрабатываемый пласт.

При прохождении закачиваемой жидкости через прямой модуль 25 гидродинамического кавитатора или пульсатора, или генератора последний создает гидродинамические пульсации жидкости, которые передаются на пласт и улучшают условия приемистости и взаимодействия реагента с пластом, а также увеличивают охват пласта воздействием. Информация о забойном давлении, частоте и амплитуде пульсаций с датчика 23, а также об интервалах пласта, в которые поступает реагент, интенсивности его поступления в каждый из интервалов с гирлянды датчиков движения жидкости 29, по кабелю 24 в режиме реального времени поступает на пульт управления оператора. При необходимости изменения режимов обработки, изменения профиля поступления реагента в пласт оператор отдает команду на увеличение или уменьшение расхода закачиваемой жидкости, таким образом изменяя режим нагнетания реагента и подбирая оптимальный вариант нагнетания.

После окончания закачки реагента в пласт его выдерживают в пласте в течение периода реагирования с породой пласта, а затем начинают вызов притока для извлечения продуктов реакции и освоения

скважины. Для вызова притока в затрубное пространство скважины закачивают активную среду, создавая в нем избыточное давление, которое через радиальный канал 4 передается на нижнюю поверхность запорного элемента 13, создавая усилие для перемещения дифференциального запорного элемента 13 в крайнее верхнее положение, при котором происходит разобщение циркуляционного канала 12 с нижней частью 18 продольного канала, и, соответственно, герметизация подпакерного пространства скважины. При перемещении дифференциального запорного элемента 13 кольцевая полость 28 циркуляционного канала 12, ограниченная большей ступенью 22 дифференциального запорного элемента 13, является незамкнутой благодаря радиальному каналу 6, связывающему ее с нижней частью 18 продольного канала.

Одновременно активная среда, закачиваемая в затрубное пространство по радиальному каналу 3 и каналу 11 подвода активной среды через обратный клапан 19, поступает в струйный насос, где истекая из сопла 8, осуществляет снижение давления в подпакерном пространстве путем создания депрессии и отбора жидкости из пласта через клапан 20, верхнюю часть 27 продольного канала, модуль обратного действия 26 гидродинамического кавитатора или пульсатора, или генератора, нижнюю часть 18 продольного канала, которая вместе с активной средой выносятся через камеру смешения 9, диффузор 10 и трубное пространство НКТ 1 на поверхность. При прохождении жидкости, поступающей из пласта, через модуль обратного действия 26 гидродинамического кавитатора или пульсатора, или генератора последний создает в движущемся потоке жидкости пульсации, которые передаются на пласт и улучшают условия извлечения из пласта продуктов реакции закачанных в пласт реагентов с породой пласта. Забойное давление в интервале перфорации (созданная депрессия на пласт), частота, амплитуда пульсаций жидкости, поступающей из пласта, и информация об интервалах ее поступления передается от датчика регистрации давления, амплитуды, частоты колебаний 23 и гирлянды датчиков движения жидкости 29 по кабелю 24 на пульт управления оператора, который, при необходимости изменения и оптимизации значений этих показателей, отдает команду на изменение давления и расхода активной среды через струйный насос.

После извлечения из пласта необходимого объема продуктов реакции и пластового флюида возможно выполнение гидродинамических исследований с целью определения фильтрационных свойств пласта и

его околоствольной зоны. Для этого прекращают закачку активной среды в затрубное пространство скважины. Под действием гидростатического давления обратный клапан 20 закрывается, а запорный элемент 13 удерживается в закрытом состоянии под действием большей силы со стороны нижней поверхности запорного элемента 13 не только за счет дифференциальной его конструкции, но и дополнительно за счет созданного перепада давления между нижней поверхностью запорного элемента 13, на которую действует гидростатическое давление, и поверхностью кольцевого уступа большей ступени 22 запорного элемента 13, на которую действует сниженное подпакерное давление благодаря соединению кольцевой полости 28 через радиальный канал 6 с нижней частью 18 продольного канала и подпакерным пространством. После этого производится запись КВД. Значения забойного давления во время регистрации КВД передаются на пульт управления оператора, который после окончания восстановления давления принимает решение либо о продолжении работ по дренированию пласта, либо о прекращении работ.

После окончания всех работ кратковременной подачей давления в трубное пространство перемещают запорный элемент 13 в нижнее положение, при котором радиальные окна 16 совмещаются с радиальным каналом 5, что позволяет выровнять давление в надпакерном и подпакерном пространстве для обеспечения срыва пакера 7 и свободный слив жидкости из НКТ при подъеме оборудования.

В 2018–2019 гг. в БелНИПИнефть совместно с ГГТУ им. П. О. Сухого был разработан ротационный пульсатор для реализации технологии струйно-импульсного воздействия (СИВ) на пласт для повышения эффективности ГТМ по интенсификации притока. Суть технологии заключается в том, что разработанное устройство формирует в ОЗС импульсное круговое движение скважинной жидкости и (или) химического реагента, за счет чего происходят размыв призабойной зоны, деформации трещин пласта, а также создается дополнительная сеть трещин для улучшения фильтрационных свойств.

Наибольшие импульсы давления возникают при совпадении устьев насадок пульсатора с устьями перфорационных каналов. Возникает затопленная турбулентная струя рабочей жидкости, бьющая в тупик. При неподвижном позиционировании пульсатора в скважине такой вариант носит случайный характер. Для повышения вероятности совпадения струи рабочей жидкости с перфорационным каналом применяют ротационные пульсаторы, отличающиеся наличием вращающейся головки с рабочими соплами. При этом обеспечивается воздействие на всю поверхность обсадной колонны.

Испытания технологии были проведены на трех объектах месторождений Припятского прогиба: скважины 5п и 3 Западно-Сосновского и 25 Чкаловского месторождений. Ревизия ротационного пульсатора после интенсифицирующего воздействия показала минимальный износ его конструктивных элементов (незначительно увеличился диаметр тангенциальных отверстий обтекателя на 1,5–2,0 мм, а также были отмечены следы коррозионного воздействия кислотным составом на корпус обтекателя). То есть можно говорить о том, что ресурс устройства составит не менее пяти скважино-операций при аналогичных объемах и режимах закачки, а также коррозионной активности рабочей жидкости (кислотного состава).

Эффективность всех выполненных работ на скважинах оценивалась по полученной дополнительной добыче нефти относительно базовой или планируемой. Данные по эффективности представлены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

**Показатели эффективности работ по струйно-импульсному воздействию на скважинах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (на 01.08.2020 г.)**

Номер скважины, месторождение	Дата выполнения ремонта	Базовый дебит/плановый прирост дебита нефти, т/сут	Показатели эффективности				
			Дополнительная добыча нефти, тонн	Длительность эффекта, сут	Прирост дебита нефти, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Увеличение продуктивности ( $\Delta K_{пр}$ ), %
5п – Западно-Сосновское	22.12.2019–01.01.2020	0/5	847	180,5	4,00	4,00	–
3 – Западно-Сосновское	09.03.2020–13.03.2020	1,22*/3	381	122,2	3,12	4,34	132
25 – Чкаловское	20.04.2020–27.04.2020	2,11/7	775,9	55,0	14,1	16,2	380
<i>Итого</i>			2003,9				

Анализ результатов выполненных работ показал достаточно высокую их эффективность как в плане получения дополнительной добычи нефти (суммарно получено 2003,9 т), так и в плане времени проведения работ (на весь комплекс работ, учитывая работы по переходу на вышележащий горизонт, затрачено от 5 до 9 сут/скв.).



Таким образом, данная технология на этапе опытно-промышленных испытаний зарекомендовала себя как высокоэффективная и низкзатратная и рекомендована для дальнейшего внедрения в производство на нефтяных месторождениях Припятского прогиба и при оказании сервисных услуг в других нефтяных регионах.

## **Глава 4. ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТОВ**

Основными причинами неравномерной выработки запасов углеводородов является высокая расчлененность и неоднородность коллекторских свойств пластов. Как правило, наибольшие объемы остаточных извлекаемых запасов остаются в низкопроницаемых разностях пород-коллекторов. Для активизации их выработки необходимо внедрение технологий интенсификации добычи, обеспечивающих:

- адресное воздействие на низкопроницаемые зоны;
- значительное увеличение площади контакта пласта со сважиной и площади дренирования пласта. Технологии, позволяющие решать указанные проблемы, начали разрабатываться и широко внедряться в процессах нефтедобычи в последние 10–15 лет.

### **4.1. Радиальное вскрытие пласта**

Для последних двух-трех десятилетий истории нефтедобычи как на нефтяных месторождениях Припятского прогиба, так и других нефтегазодобывающих регионов характерна интенсивная выработка активных запасов и увеличение в объеме остаточных извлекаемых запасов доли трудноизвлекаемых. Трудноизвлекаемые запасы сосредоточены в залежах с низкопроницаемыми коллекторами и низкопроницаемых разностях пород заводненных зон неоднородных залежей с активными запасами. Для увеличения рентабельности эксплуатации скважин и активизации выработки этих запасов в последние годы начали широко применять такие технологии, как бурение горизонтальных, разветвленных, многоствольных скважин, выполнение ГРП, в том числе многозонных [142]–[144]. Однако, как показывает прак-

тика, не всегда перечисленные технологии дают ожидаемый положительный результат. Геолого-физические характеристики нефтегазовых месторождений весьма разнообразны и изменяются в широких пределах, а эффективная работа каждой из технологий имеет свои граничные условия. Кроме того, в процессе выработки запасов геолого-физические свойства пластов изменяются. И если на начальных стадиях разработки залежей внедряемые технологии могут быть эффективны, то по мере выработки запасов эффективность их, как правило, снижается.

Среди залежей с трудноизвлекаемыми запасами и неоднородными коллекторами часто встречаются ситуации, когда необходимо адресное, избирательное воздействие на отдельные низкопроницаемые зоны или интервалы пластов с созданием в пределах этих зон (интервалов) системы каналов для сбора пластового флюида и последующей транспортировки его к скважине. При этом траектория входа каналов в эти зоны из скважины должна быть во многих случаях близкой к  $90^\circ$  по отношению к стволу скважины. Как известно, такие условия обеспечивает технология радиального вскрытия пласта [145], [146].

Для успешной реализации технологии гидромониторного размыва пород-коллекторов при радиальном вскрытии пласта был разработан комплекс оборудования и технология [147]–[152], которые позволяют создавать протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали до группы прочности Р110 и диаметром 140, 146 и 168 мм на глубинах до 4000 метров. Кроме того, обязательным условием при проектировании оборудования являлась возможность ориентации направления сверления, управления процессом сверления эксплуатационной колонны и получение инструментального подтверждения факта получения отверстий в ней.

Технология является альтернативой технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки и направлена на:

- адресное воздействие на конкретные зоны и интервалы низкопроницаемых пород-коллекторов с формированием системы сбора пластового флюида;
- улучшение гидродинамической связи скважины с низкопроницаемыми зонами и пропластками продуктивного пласта;
- увеличение приведенного радиуса скважины, контура питания и зоны дренирования;
- получение связи ствола скважины с удаленными, слабо дренируемыми и слабо выработанными зонами пласта.

Схема работы комплекса оборудования для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации следующая:

- в скважину на колонне свинчиваемых труб на заданную глубину спускается сверлящая компоновка с отклоняющим башмаком и фиксируется с помощью двухстороннего механического якоря;

- выполняются геофизические работы по определению азимутального положения сверла;

- производится поворот сверла в заданное азимутальное направление для сверления первого отверстия;

- выполняется сверление первого отверстия в эксплуатационной колонне с регистрацией параметров сверления (они отображаются на мониторе компьютера в виде графика и в цифровом виде накапливаются в базу данных);

- выполняется отвод сверла в исходное положение;

- производится поворот сверла на заданный угол и сверление последующих отверстий;

- после сверления необходимого количества отверстий производится совмещение выхода отклоняющего башмака с первым просверленным отверстием;

- в колонну НКТ спускается закрепленный на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ) рукав высокого давления с гидромониторной насадкой, которая входит в отверстие, просверленное в стенке обсадной колонны;

- насосом с устья скважины к гидромониторной насадке подается под давлением 70–90 МПа с расходом 12–15 л/мин рабочая жидкость и производится формирование канала фильтрации длиной до 100 м (направление размыва нерегулируемое);

- насадка выводится из созданного канала в направляющий башмак;

- производится поворот и совмещение выходного канала башмака со следующим просверленным отверстием;

- выполняется размыв последующих каналов.

При необходимости после формирования системы протяженных каналов фильтрации в одной плоскости (в одном интервале пласта) вся компоновка с колонной НКТ и якорем перемещается внутри обсадной колонны в пределах продуктивного пласта и устанавливается на другой заданной глубине для формирования второго уровня сети каналов фильтрации. На одном уровне в разных направлениях выполняется до 4–8 радиальных каналов под углом 90° к стволу скважины. Количество уровней создания сети каналов, количество каналов на каждом уровне и их направления определяются исходя из геологиче-

ских особенностей пласта. Так как направление создаваемого канала нерегулируемое, для контроля траектории канала разработан специальный автономный мини-инклинометр, который позволяет в последующем четко понимать, как сформирована система сбора пластового флюида, ее положение в пласте и по отношению к скважине.

Сверление отверстий в эксплуатационной колонне, а также поворот и перемещение компоновки управляется оператором с устья скважины. Связь с внутрискважинной компоновкой осуществляется посредством геофизического кабеля, спускаемого снаружи колонны свинчиваемых труб и закрепляемого на ней с помощью специально разработанных кожухов-протекторов.

Блок управления внутрискважинной компоновки позволяет:

- Регистрировать в режиме реального времени и записывать на жесткий диск:

- температуру в зоне блока электроники.
- величину выдвижения сверла.
- ток, потребляемый двигателями привода сверла, перемещение сверла, поворота компоновки.

- Управлять с рабочего места оператора:

- подводом/отводом сверла;
- допустимой нагрузкой на сверло;
- направлением сверления;
- включением/выключением двигателей привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

Разработанный комплекс для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации состоит: из установки для струйного вскрытия пласта СВП1; комплекта внутрискважинного оборудования; желоба направляющего; комплекта противовыбросового оборудования; комплекта ЗИП.

Установка СВП1 (рис. 4.1) предназначена для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку внутрискважинной компоновки, обеспечения доставки по ГНКТ к рукаву высокого давления и гидромониторной насадке рабочей жидкости (в том числе и кислотных составов при избирательной интенсификации притока в отдельных каналах) и подачи ГНКТ с рукавом высокого давления и гидромониторной насадкой при выполнении размыва каналов.



*Рис. 4.1. Установка для струйного вскрытия пласта СВП1*

Внутрискважинная компоновка (рис. 4.2) спускается на НКТ и предназначена для выполнения отверстия в эксплуатационной колонне и направления гидромониторной насадки в созданное отверстие.



*Рис. 4.2. Внутрискважинная компоновка*

Комплект противовыбросового оборудования (ПВО) (рис. 4.3) предназначен для герметизации устья скважины в процессе работы установки СВП1 и рассчитан на рабочее давление до 35 МПа.

Желоб направляющий (рис. 4.3) предназначен для направления колтюбинговой трубы к устью скважины.

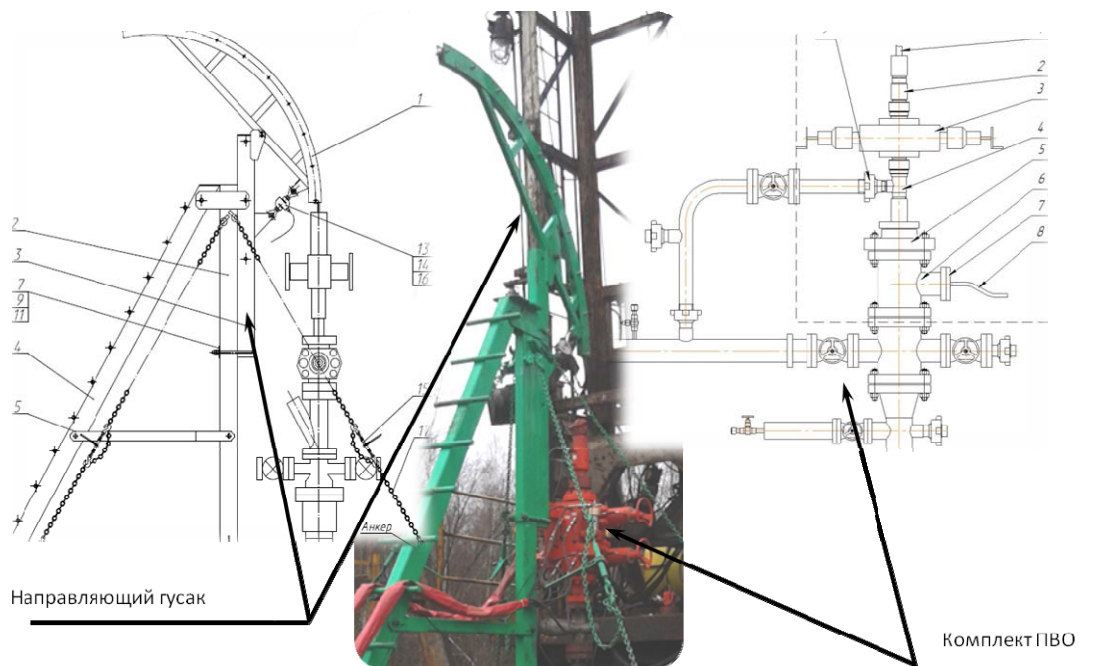


Рис. 4.3. Устьевое оборудование

Компоновка для размыва состоит из рукава высокого давления, закрепляемого на ГНКТ. Низ рукава высокого давления оснащается гидромониторной насадкой. В основном применяются гидромониторные насадки с четырьмя размывочными и шестью реактивными отверстиями (рис. 4.4).



Рис. 4.4. Гидромониторная насадка

Технология и оборудование зарегистрированы в Государственном реестре Республики Беларусь товарных знаков под товарным знаком «СКИФ» (система каналов, интенсифицирующих фильтрацию) [153].

По результатам внедрения данной технологии на скважинах месторождений Припятского прогиба (табл. 4.1) выполнен анализ эффективности технологии. Из табл. 4.1 видно, что технология внедрялась как в карбонатных (межсолевом елецко-задонском (el-zd), воронежском (vr) и подсолевом (подсоль), так и в терригенном (ланско-старооскольском (ln-st) и старооскольском (st)) комплексах пород в добывающих и нагнетательных скважинах. Успешность работ составляет 80 %. По скважинам с эффектом прироста дебита нефти составляют 1,5–5 раз. Все работы выполнены в низкопроницаемых и весьма низкопроницаемых пластах с проницаемостью в пределах от 0,0001 до 0,015 мкм<sup>2</sup>.

Основная причина отсутствия или низкого эффекта, как показано в [152], является блокирование рабочей жидкостью на водной основе низкопроницаемых разностей пород-коллекторов, образование вокруг созданного канала фильтрации водонасыщенной зоны, снижающей частично или полностью фазовую проницаемость для нефти. Следует отметить, что в низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых пластах в породах-коллекторах поры представляют собой тонкие капилляры с размерами в пределах ниже 20–30 мкм [154]–[156]. Поровое пространство этих пород представлено субкапиллярными порами с повышенным содержанием связанной воды, которая снижает их эффективную проницаемость для углеводородов. При вскрытии таких пластов на жидкостях на водной основе в результате капиллярных процессов происходит насыщение породы водой, оттеснение нефти от канала фильтрации [157] и блокирование пласта (блокирование поступления углеводородов в созданный радиальный канал и скважину). Для разблокирования необходимы достаточно высокие перепады давления, превышающие минимальное пороговое значение давления, при котором начинается движение блокирующей пластовый флюид воды [157], [158] в капиллярном канале. Даже после разблокировки канала фильтрации на стенках остаются пленки связанной воды, которые уменьшают его просветность, а соответственно, и проницаемость для нефти. Поэтому для ускорения фильтрационных процессов для углеводородов необходимо на стенках капиллярных каналов фильтрации в низкопроницаемых пластах создавать адсорбционный слой



гидрофобных частиц ПАВ [159]–[161]. Таким образом можно увеличить фазовую проницаемость для нефти. Так, по данным [159], после обработки керна раствором «Нефтенола» БС-1 фазовая проницаемость для нефти повышается на 36 % для среднепроницаемых, с проницаемостью 0,020–0,030 мкм<sup>2</sup>, разностей керна и на 4 % для высокопроницаемых с проницаемостью 0,3–0,4 мкм<sup>2</sup> разностей керна. То есть эти данные показывают, что чем меньше проницаемость пористой среды, тем больше влияние гидрофобизации на фильтрацию в ней углеводородов.

Анализ результатов работ на начальном этапе позволил предложить в качестве рабочей жидкости применять углеводородную жидкость – дизельное топливо. После того как в качестве рабочей жидкости начали применять дизельное топливо (скв. 72 Мармовичского, 31, 53 Северо-Домановичского, 212, 249 Речицкого месторождений нефти и др.) эффективность работ повысилась. По всем перечисленным скважинам получен прирост дебита по нефти, а выход скважин на режим сократился с 1–2 месяцев при использовании в качестве размывающей жидкости воды до 5–10 дней при работе на дизельном топливе (табл. 4.1).

Работы выполнялись в скважинах с зенитными углами в интервале создания каналов от вертикальных до 87–90 °. В скважине 53 Северо-Домановичского месторождения, имеющей в пределах продуктивного пласта субгоризонтальный ствол, выполнено на восьми уровнях по два канала (табл. 4.1).

Следует отметить, что для эффективной работы с технологией создания системы разветвленных дренажных каналов большой протяженности в низкопроницаемых тонкопоровых коллекторах необходимо, чтобы после окончания работ в пласте [162], [163]:

- имелось пластовое давление, достаточное для того, чтобы можно было создать депрессию на пласт выше некоторого предельного значения, которое соответствует начальному градиенту движения пластового флюида в капиллярных порах пород-коллекторов, в которых создан канал;

- не создавать вокруг выполненных в пласте каналов фильтрации в тонкопоровом коллекторе водной блокады рабочей жидкостью;

- создать вокруг радиальных каналов фильтрации в их околоствольной зоне адсорбционный слой из гидрофобных частиц ПАВ.



Для получения максимального технологического эффекта при применении предложенной технологии, с учетом анализа результатов ее опробования и внедрения, разработаны геолого-технологические критерии выбора объектов для внедрения [152], [162], [163]:

– при выборе интервалов для проводки протяженных каналов фильтрации в низкопроницаемых пластах – включать интервалы пласта как со средними, так и обязательно с максимальными значениями коэффициента открытой пористости и эффективными толщинами ( $K_{п.о} > 5 \%$ ;  $h_{эф} > 0,8$  м);

– при низких пластовых давлениях (ниже 0,8 от гидростатического) в качестве технологических жидкостей использовать дегазированную нефть, а в качестве рабочих жидкостей дизельное топливо, керосин или уголекислоту;

– для пластов с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическому или выше него, в качестве технологических жидкостей можно использовать техническую или пластовую воду, а в качестве рабочей жидкости – пресную воду, содержащую ПАВ-гидрофобизаторы, способные создавать вокруг созданного канала фильтрации в породе гидрофобную среду (гидрофобный адсорбционный слой); рабочая жидкость должна иметь минимальное поверхностное натяжение на границе раздела фаз с нефтью (менее 0,1–0,5 мН/м);

– для обработки созданных каналов фильтрации применять кислотные составы с теми же характеристиками по степени влияния на пласт, что и рабочие жидкости;

– в пластах с весьма низкими пластовыми давлениями (ниже 0,6 от гидростатического), при которых невозможно создать депрессию на пласт, достаточную для выноса из пористой среды вокруг канала фильтрации проникшей туда рабочей жидкости, работы не планировать.

Одной из современных технологий увеличения охвата пластов выработкой, увеличения дебита скважин, вскрывших низкопроницаемые пласты, вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов является бурение горизонтальных стволов и выполнение в них многозонных ГРП [164]–[166].

Технология позволяет разделить пласт, вскрытый горизонтальным стволом скважины, на целевые интервалы (пропластки) с помощью пакеров и, выполнив в каждом из интервалов «слепой» ГРП, создать систему сбора пластового флюида, увеличить охват пласта выработкой. В настоящее время опробовано и применяется ряд технологий многозонных ГРП (МГРП) [165]–[167]. Основные недостатки этих технологий следующие:

– необходимость строительства скважин с конструкциями повышенной сложности и тяжести;

– неуправляемость процесса «слепого» ГРП (трещины ГРП возникают в интервалах наименьших напряжений пород пласта, сведения о которых не всегда имеются);

– трещина ГРП может быть весьма ассиметричной, т. е. одна ее ветвь может уходить глубоко в пласт, а другая заканчиваться рядом со стволом скважины;

– зона горизонтального ствола скважины, которая закончена многозонным ГРП с применением для открытия портов шаров, не имеет полнопроходного внутреннего сечения (от порта к порту идет уменьшение диаметров), что осложняет выполнение работ при КРС, особенно если в процессе эксплуатации скважины надо работать с каждым интервалом пород-коллекторов отдельно и применять отсекающие пакера;

– после выполнения ГРП на всех портах необходимо разбуривание шаров или их вымывание потоком добываемой жидкости (последнее возможно при высоких пластовых давлениях);

– при применении технологий МГРП с полнопроходным сечением эксплуатационной колонны, в интервалах МГРП для открытия портов необходимо применение гибкой насосно-компрессорной трубы и колтюбинговой установки или НКТ.

При весьма неоднородном строении пласта, когда в пределах одной зоны МГРП имеется несколько нефтенасыщенных интервалов, все интервалы пород-коллекторов невозможно охватить системой трещин. В одной зоне, которая имеет, как правило, протяженность 50–100 м создается одна трещина, расположенная радиально стволу скважины. В противном случае при возникновении нескольких трещин (многотрещинности) в результате утечек жидкости разрыва возникают осложнения в виде получения «СТОПА».

На текущий момент на нефтяных месторождениях Припятского прогиба с многозонным ГРП закончены строительством ряд скважин, которые вскрыли горизонтальными стволами низкопроницаемые и весьма низкопроницаемые породы-коллекторы. По классификации А. А. Ханина, приведенной в работе [164], – это породы с проницаемостью в пределах 0,0001–0,001 мкм<sup>2</sup>.

В качестве примера рассмотрим скважины 204 и 310 Речицкого месторождения. В этих скважинах в пределах горизонтального ствола длиной 500800 м выполнены 5-стадийные ГРП (табл. 4.2, рис. 4.5),

т. е. в пределах горизонтальных стволов этих скважин создана система сбора пластового флюида, состоящая из пяти каналов (трещин) сбора пластового флюида, которые направлены в противоположные стороны от ствола скважины. В каждой из зон создан один канал. Из табл. 4.2 видно, что в пределах каждой из выделенных зон ГРП по ГИС выделяется от одного до четырех проницаемых пропластков, разделенных между собой непроницаемыми глинистыми породами. В скважине 204 Речицкого месторождения в пределах 2-й и 4-й зон ГРП породы-коллекторы по ГИС вообще не выделены. Следует отметить, что в условиях расчлененных пород-коллекторов питание созданного канала (трещины) обеспечивает тот интервал пород, в котором создана трещина. Наличие непроницаемых или слабопроницаемых перемычек затрудняет связь трещины с другими пропластками пород. Это не позволяет в полной мере обеспечить охват пласта выработкой. Вышеописанная технология радиального вскрытия пласта не имеет вышеперечисленных недостатков, присущих МГРП. Она позволяет в каждом из интервалов пород-коллекторов, вскрытых стволом горизонтальной скважины, создать глубокопроникающие, ориентированные радиальные каналы фильтрации с глубиной проникновения в пласт до 100 м в двух противоположных направлениях с формированием вокруг ствола системы сбора пластового флюида. Как видно из табл. 4.2, в пределах горизонтальных стволов скважин 204 и 310 Речицкого месторождения по указанной технологии для охвата всех проницаемых пропластков выработкой следовало бы создать 10 (скв. 204) и 11 (скв. 310) глубоко проникающих радиальных каналов фильтрации (ГПРКФ) длиной по 100 м в противоположных от скважины направлениях [168], [169].

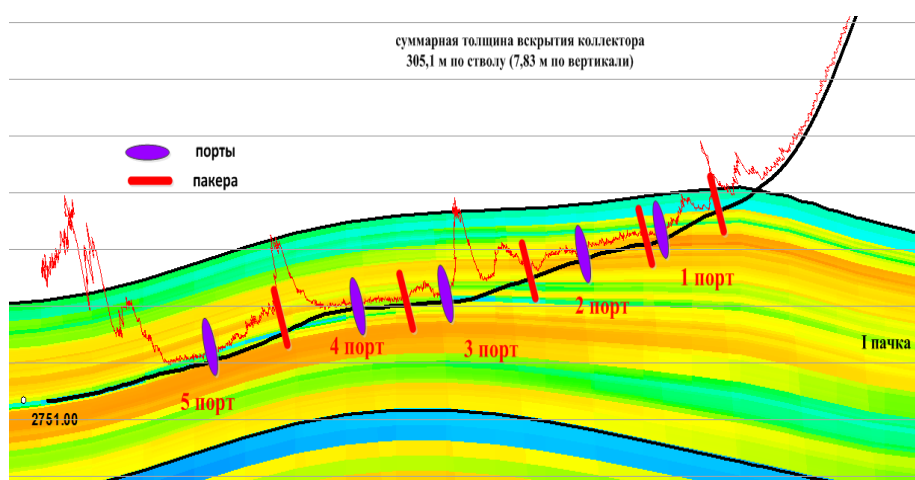


Рис. 4.5. Геологический разрез в пределах горизонтального участка ствола скважины 310g Речицкого месторождения

Таблица 4.2

## Глубины интервалов ГРП (фактические) и ГПРКФ (расчетные)

Номер скважины, месторождение	Номер зоны МГРП	Интервал зоны ГРП, м	Глубина радиальных каналов, м	$K_{п.о},\%$	$h_{эф}, м$	Примечание
204 – Речицкое	1	2800,9–2893,5	2807,0 ± 0,5	11,7	3,3	В пределах 2-й и 4-й зон МГРП породы-коллекторы не выделены
			2820,5 ± 0,5	9,3	1,6	
	2	2895,5–3113,7	–	–	–	
			3	3115,7–3323,9	3151,5 ± 0,5	
	3162,5 ± 0,5	6,6			2,4	
	3177,5 ± 0,5	12,3			1,4	
	3198,0 ± 0,5	13,9			2,3	
	4	3325,9–3465,0	–	–	–	
			5	3467,0–3655,0	3487,2 ± 0,5	
	3506,5 ± 0,5	8,0			1,6	
	3555,0 ± 0,5	6,5			2,5	
	3632,0 ± 0,5	7,7			2,0	
	310 – Речицкое	1	2287–2340	2294,0 ± 0,5	10,8	
2315,5 ± 0,5				14,0	1,8	
2333,0 ± 0,5				17,1	4,0	
2		2342–2415	2350,0 ± 0,5	15,2	12,4	
			2379,5 ± 0,5	15,4	3,1	
			2390,5 ± 0,5	15,4	4,9	
			2407,0 ± 0,5	10,0	4,7	
3		2417–2500	2470,0 ± 0,5	10,8	2,0	
			4	2502–2580	2525,0 ± 0,5	10,1
5		2585–2750			2617,0 ± 0,5	12,0
			2635,0 ± 0,5	9,6	5,8	

Для оценки ожидаемой эффективности данной технологии по скважине 310 Речицкого месторождения выполнено моделирование ожидаемого дебита и накопленной добычи нефти при условии создания в горизонтальном стволе 22 радиальных каналов в пределах 11 пропластков пород-коллекторов, расположенных в противоположных направлениях от ствола скважины. Схема размещения этих каналов по стволу скважины представлена на рис. 4.6–4.8. В процессе расчета проведено сопоставление модельных показателей с фактически полученными дебитом и накопленной добычей нефти по этой скважине, после выполненного МГРП.

Согласно проведенным расчетам начальный дебит скважины 310 по нефти с учетом создания заданной сети ГПРКФ составил  $56,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а фактический дебит скважины после МГРП –  $36,0 \text{ м}^3/\text{сут}$  (рис. 4.9). В течение расчетного периода дебит по нефти снижается; на 01.07.2016 г. составил  $12,84 \text{ м}^3/\text{сут}$  (рис. 4.9). Дебит по нефти после технологии МГРП снизился до  $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Разница в накопленной добыче нефти между вариантами составляет 8 тыс.  $\text{м}^3$  (рис. 4.10). Таким образом, за счет применения технологии ГПРКФ можно ожидать значительного увеличения дебита и накопленной добычи нефти. Эффект достигается за счет большего охвата пласта дренированием по сравнению с технологией МГРП.

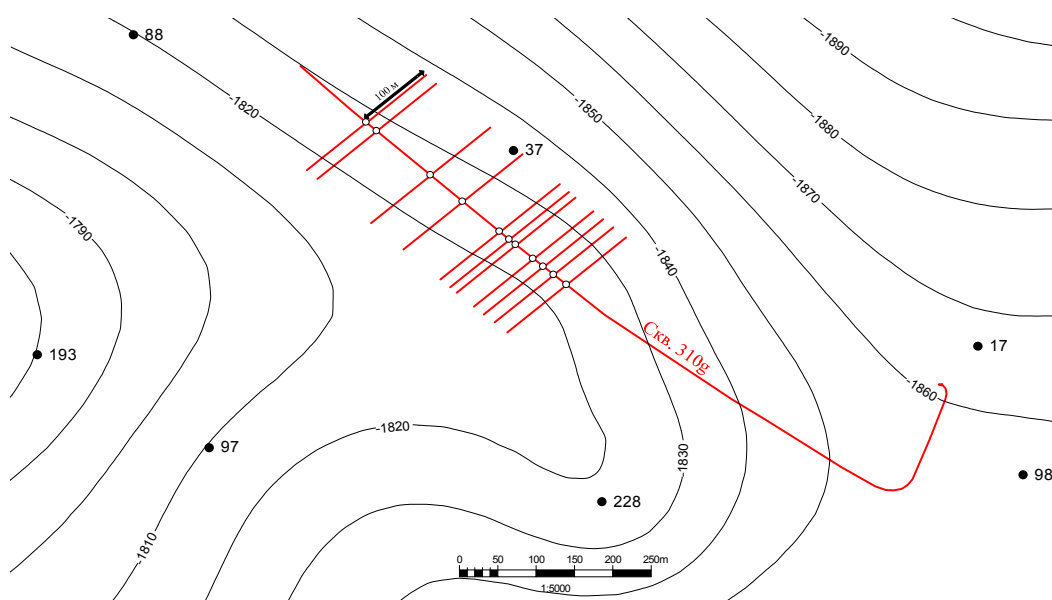


Рис. 4.6. Фрагмент структурной карты кровли I пачки Речицкого месторождения и схема расположение радиальных каналов вокруг ствола скважины 310g Речицкого месторождения

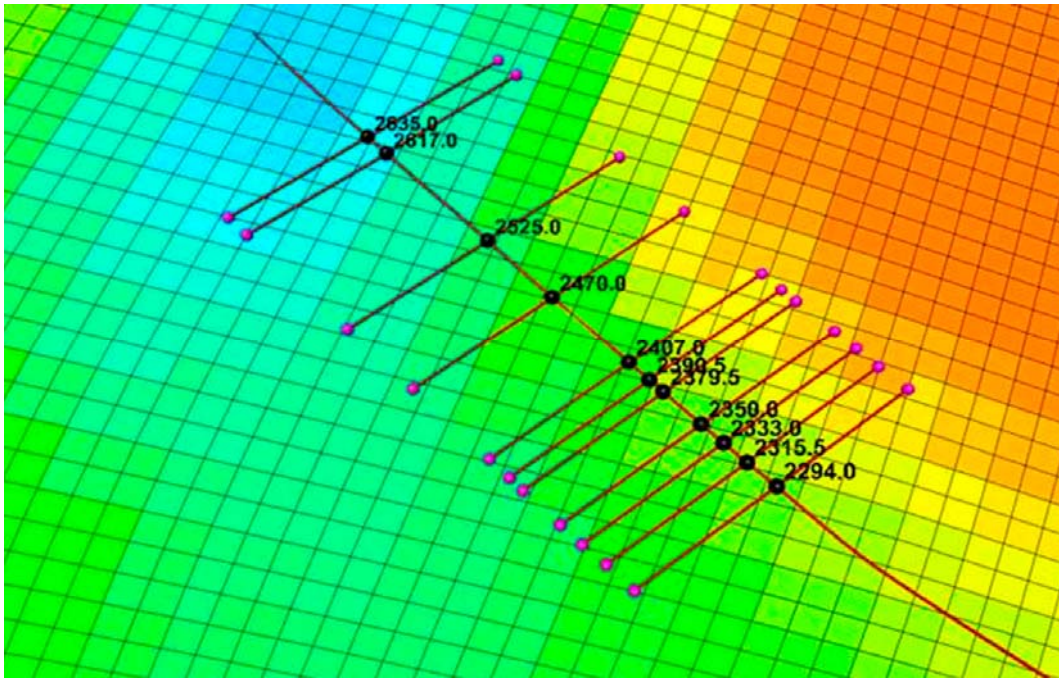


Рис. 4.7. Фрагмент куба пористости вокруг ствола скважины 310 межсоловой залежи I–III пачки Речицкого месторождения нефти

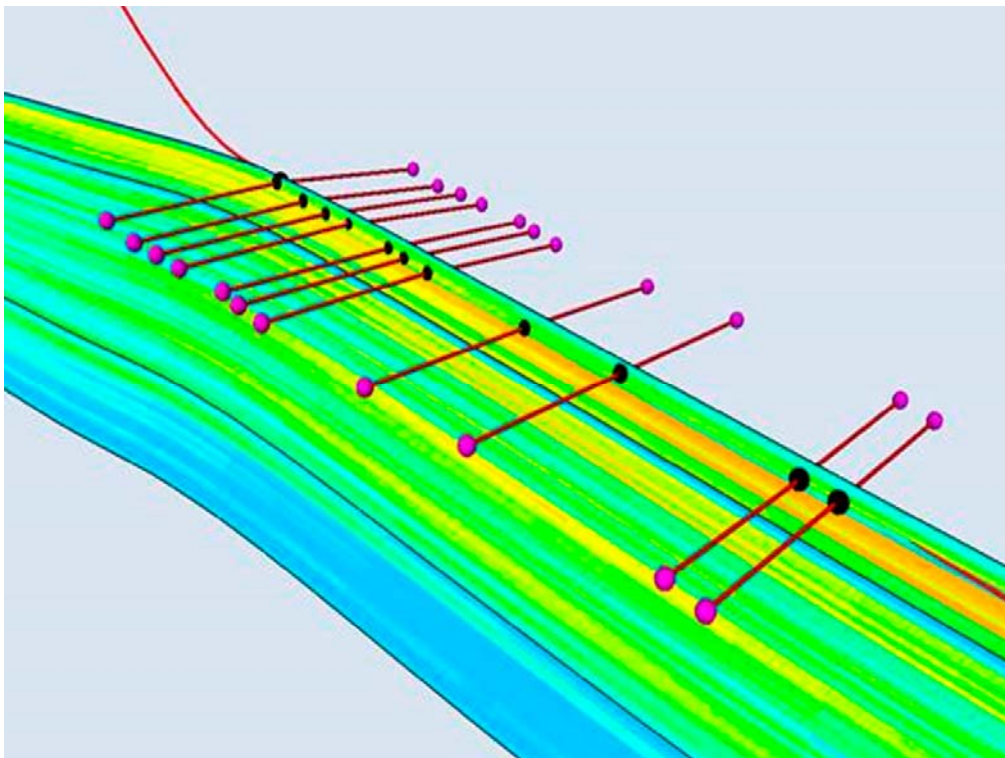


Рис. 4.8. Разрез по кубу пористости I–III пачки Речицкого месторождения в пределах ствола скважины 310г с отображение сети ГПРКФ



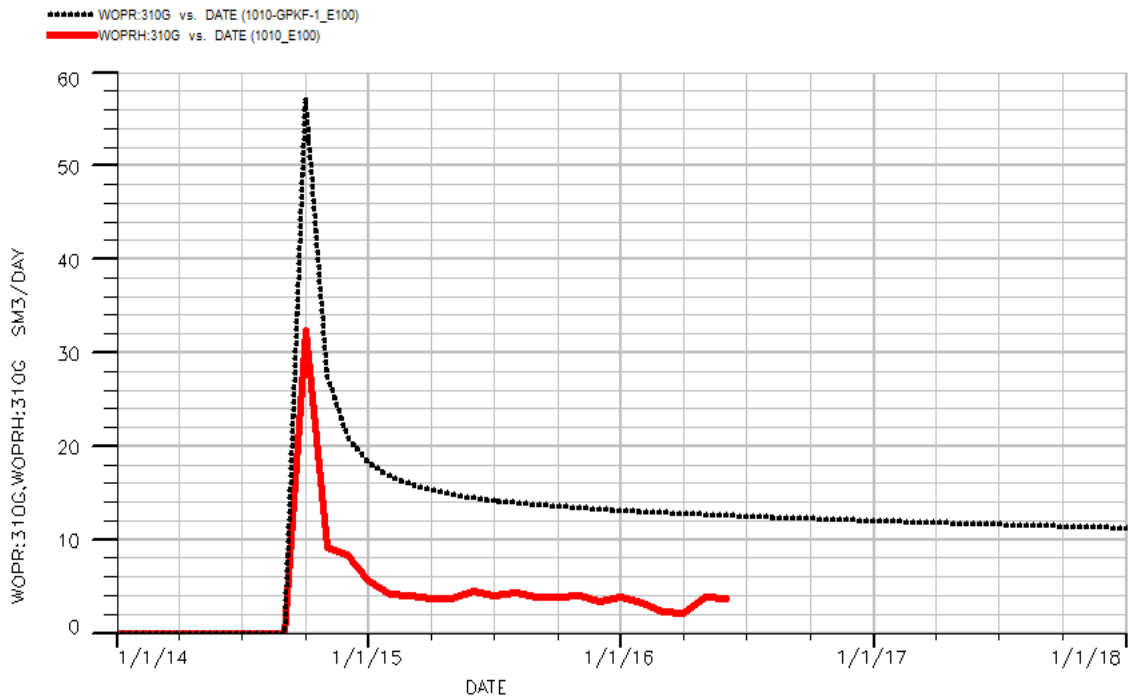


Рис. 4.9. Графики сопоставления фактического дебита нефти после МГРП (красная линия) и ожидаемого дебита после создания сети ГПРКФ (черная линия) в скважине 310g межсолевой залежи I–III пачки Речицкого месторождения нефти

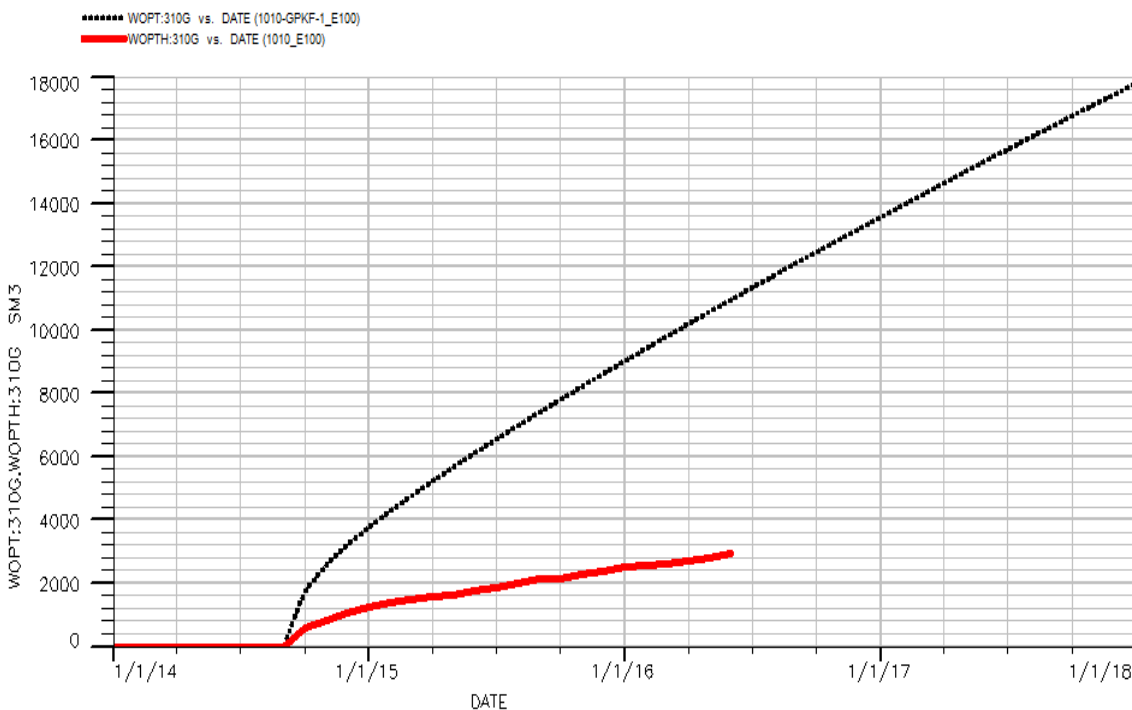


Рис. 4.10. График поведения накопленной добычи нефти в скважине 310g межсолевой залежи I–III пачки Речицкого месторождения нефти

Для оценки возможности выполнения и фактической эффективности ГПРКФ в горизонтальных скважинах рассмотренный выше вариант технологии опробован на скважине 53 Северо-Домановичского месторождения.

Цель работ:

– отработка технологии создания сети глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации в условиях горизонтального ствола скважины;

– оценка возможности применения технологии «СКИФ» вместо технологии МГРП в условиях высокой расчлененности продуктивного пласта;

– отработка технологии доставки рукава высокого давления с гидромониторной насадкой в горизонтальном стволе к входу в радиальный канал фильтрации;

– создание сети глубокопроникающих (протяженностью до 100 м) каналов фильтрации на восьми уровнях по два канала с формированием системы сбора пластового флюида типа «рыбий остов»;

– активизация выработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

Скважина 53s2 Северо-Домановичского месторождения с горизонтальным окончанием ствола. Горизонтальным стволом в интервале 2653,5–2970 м вскрыты тонежские слои задонского горизонта (D3zd-ton)). По поверхности задонского горизонта залежь I блока Северо-Домановичского месторождения представляет собой моноклинал, простирающуюся в направлении с севера-запада на юго-восток.

Горизонтальный ствол скважины 53 Северо-Домановичского месторождения пробурен по восстанию пласта в направлении с запада на восток. Ствол вскрывает залежь по диагонали. Длина продуктивной части по стволу составляет 230 м, зенитный угол – 88–90°.

В табл. 4.3 приведены геолого-геофизические параметры тонежских отложений. Как видно из табл. 4.3 и геолого-геофизического разреза, приведенного на рис. 4.11, тонежские отложения представлены весьма неоднородными тонкослоистыми коллекторами с изменением коэффициента открытой пористости от 4,7 до 11,1 %. Всего по результатам интерпретации ГИС выделено 13 пропластков пород-коллекторов (табл. 4.3, рис. 4.11).

Интервалами перфорации вскрыто 11 пропластков пород. Суммарная эффективная толщина пород-коллекторов по стволу составляет 100,5 м и по вертикали – 1,87 м. Такие малые значения толщин пород-коллекторов по вертикали обусловлены тем, что ствол скважины фактически является горизонтальным. При этом эффективная толщина отдельных пропластков пород изменяется от 0,02 до 1,08 м по вер-

тикали и от 0,8 до 59 м по стволу; 9 из 13 пропластков имеют толщину по вертикали не более 0,05 м.

Таблица 4.3

**Геолого-геофизические параметры по скважине 53 Северо-Домановичского месторождения**

Параметры пласта	Значения параметров
Интервал перфорации, м	Подинтервал 1 – 2735–2739 Подинтервал 2 – 2752–2833 Подинтервал 3 – 2882,15–2904,25 Подинтервал 4 – 2917,45–2923,05 Подинтервал 5 – 2934,55–2940
Вскрытые текущей перфорацией отложения	D <sub>3zd</sub> (ton)
Суммарная мощность коллекторов в интервале перфорации, м	100,5 по стволу 1,87 по вертикали
Среднее значение $K_{оп}$ в интервале перфорации, ден. ед.	7 (5–11)
Среднее значение $K_n$ в интервале перфорации, ден. ед.	65 (54–79)
Количество продуктивных пропластков и их толщины по вертикали (сверху вниз), м	13 0,02; 0,04; 0,04; 0,06; 0,02; 1,08; 0,02; 0,04; 0,04; 0,05; 0,22; 0,11; 0,13 Вскрыто интервалами перфорации 11 из 13

Для увеличения дебита скважины по нефти и отработки технологии выполнения работ в горизонтальном стволе скважины 53 Северо-Домановичского месторождения запланировали опробование технологии создания сети ГПРКФ. Всего по программе работ планировали выполнить 16 радиальных каналов длиной по 100 м на восьми уровнях (по два канала на каждом уровне). Глубокопроникающие радиальные каналы фильтрации сориентированы в горизонтальной плоскости под углом 90° по отношению к стволу скважины. Сама горизонтальная плоскость задавалась так, чтобы она совпала с плоскостью поверхности залежи или была субпараллельна ей. По линии вскрытия залежи стволом скважина 53 Северо-Домановичского месторождения угол падения пород составляет шесть градусов. Плановые глубины выполнения каналов представлены в табл. 4.4. Дирекционные углы выполнения каналов 175° и 355. В результате проведения работ радиальные каналы, как и планировалось, были выполнены на восьми уровнях по указанным выше дирекционным углам.

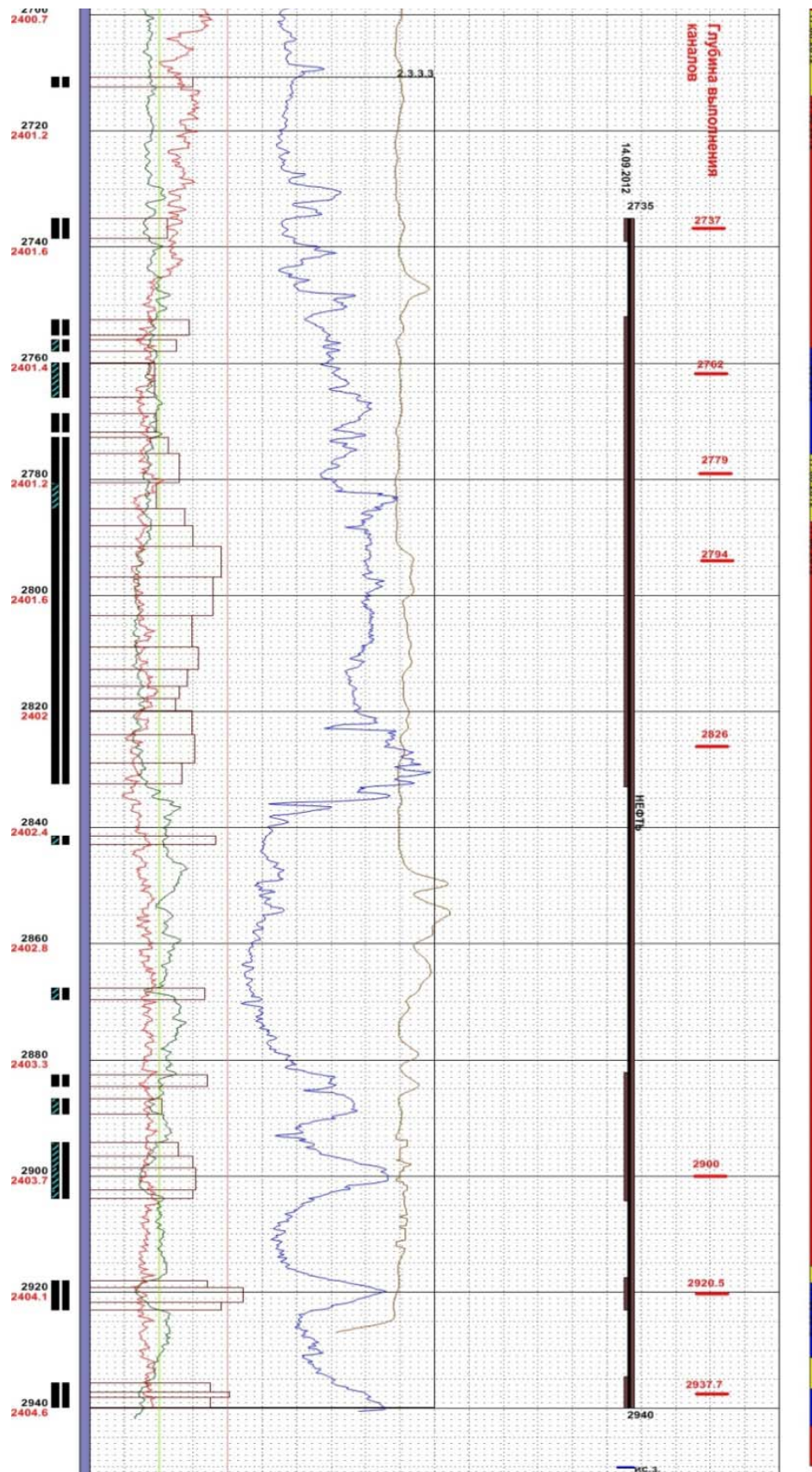


Рис. 4.11. Геолого-геофизический разрез по скважине 53 Северо-Домановичского месторождения

Таблица 4.4

**Плановые глубины выполнения радиальных каналов в пределах горизонтальной части ствола в скважине 53 Северо-Домановичского месторождения**

Глубина выполнения канала, м	$K_{п.о}$ интервала, %	$h_{эф}$ интервала выполнения канала, м
2737 ± 0,5	5,6	3,4
2762 ± 0,5	4,7	6,0
2779 ± 0,5	6,5	5,0
2794 ± 0,5	9,5	5,3
2826 ± 0,5	7,6	5,0
2900 ± 0,5	7,7	3,8
2920,5 ± 0,5	11,1	2,5
2937,7 ± 0,5	10,1	0,9

При этом вокруг ствола скважины создана система сбора пластового флюида типа «рыбий остов» (рис. 4.12). Однако 5 из 16 радиальных каналов удалось создать с глубиной вхождения в пласт только от 50 до 85 м (табл. 4.5). Рассматривая особенности строения вскрытых пород-коллекторов  $D_{3zd}(ton)$ , следует отметить их высокую неоднородность, изменчивость свойств по разрезу и в плане (рис. 4.13). Для них характерно хаотичное выклинивание и замещение пород-коллекторов непродуктивными породами. Кроме того, как отмечалось выше, для них характерно наличие тонкослоистой структуры. В структурном плане строго моноклиального залегания продуктивных пластов не наблюдается. Появляются вторичные структурные пликвативные элементы. Основной причиной невозможности создать во всех случаях 100-метровые каналы фильтрации является достижение гидромониторной насадкой границ выклинивания (замещения) пород-коллекторов непродуктивными породами в пределах интервала, в котором выполнялся радиальный канал.

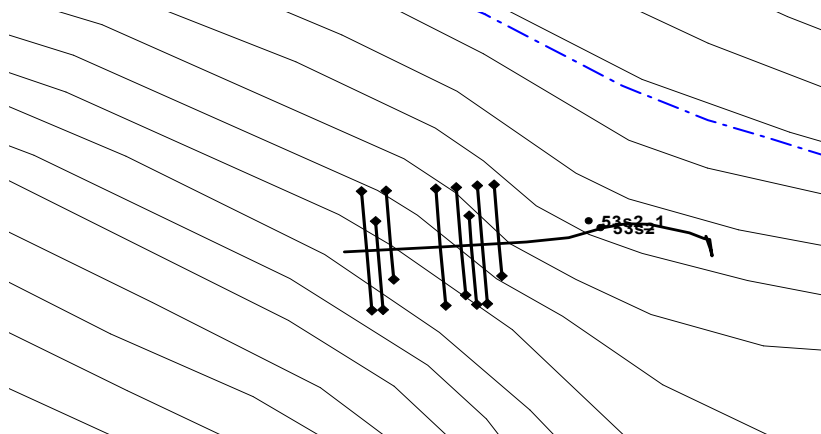


Рис. 4.12. Схема расположение радиальных каналов вокруг ствола скважины 53 Северо-Домановичского месторождения

Таблица 4.5

**Фактические параметры радиальных каналов в скважине 53 Северо-Домановичского месторождения**

Дата выполнения	Уровень	Глубина, м	Д. У. 355°	Д. У. 175°
			Длина канала, м	Длина канала, м
06.11.2015	1	2937,2	100	100
10.11.2015	2	2920,3	50	100
16.11.2015	3	2900,5	100	51
18.11.2015	4	2825,8	100	100
19.11.2015	5	2794,4	85	100
21.11.2015	6	2778,8	52	100
30.11.2015	7	2762,0	100	100
01.12.2015	8	2736,8	100	53

При дохождении гидромониторной насадки до границы выклинивания интервала пород-коллекторов процесс размыва канала прекращается, проходка отсутствует, что отображается на пульте управления оператора ростом нагрузки на размывающую компоновку. В качестве примера на рис. 4.14 на фрагменте среза куба литологии для третьего уровня отображены глубокопроникающие каналы на глубине 2900,5 м и выклинивание пород-коллекторов. Из рис. 4.14 видно, что с левой стороны канал выполнен на 100 м, а с правой – только на 51 м, и заканчивается в зоне выклинивания коллекторов.

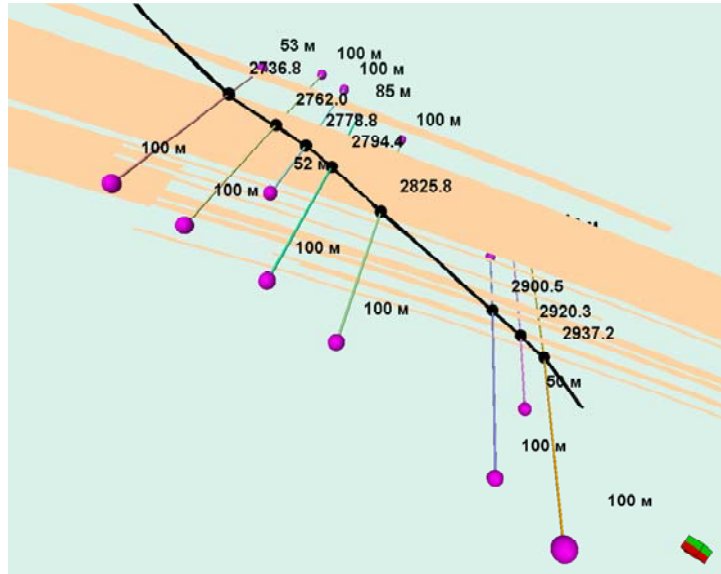


Рис. 4.13. 3D фрагмент куба литологии в разрезе по скважине 53 Северо-Домановичского месторождения с отображением ГПКРФ

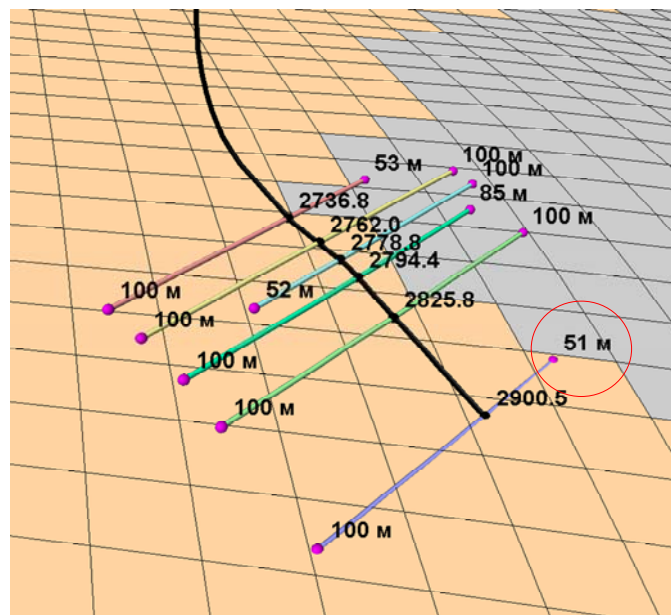


Рис. 4.14. Фрагмент куба литологии на глубине 2900,5 м с ГПКРФ по скважине 53 Северо-Домановичского месторождения (уровень № 3)

На рис. 4.15 отображена динамика работы скважины 53 Северо-Домановичского месторождения до и после выполнения ГПКРФ. Как видно из рис. 4.15, средний дебит по нефти до работ составлял 5,8 т/сут. После выполнения работ скважина была запущена в эксплуатацию с дебитом по нефти 19,8 т/сут, за шесть месяцев эксплуатации дополнительная добыча нефти составила 1113 т.

Таким образом, выполненные экспериментальные работы позволили показать, что при строительстве горизонтальных скважин для разработки трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в весьма неоднородных, сильно расчлененных низкопроницаемых пластах, скважины предпочтительнее заканчивать не с МГРП, а с выполнением в каждом из пропластков ГПРКФ.

В ходе выполнения работ по технологии создания сети глубоко проникающих радиальных каналов фильтрации на скважине 53 Северо-Домановичского месторождения также было установлено:

1. Возможность выполнения полного цикла сверления 16-ти отверстий в эксплуатационной колонне на глубине 2700–2937 м (с полным контролем хода работ в режиме реального времени и совмещением выходного отверстия башмака со всеми просверленными отверстиями) в горизонтальном стволе скважины.

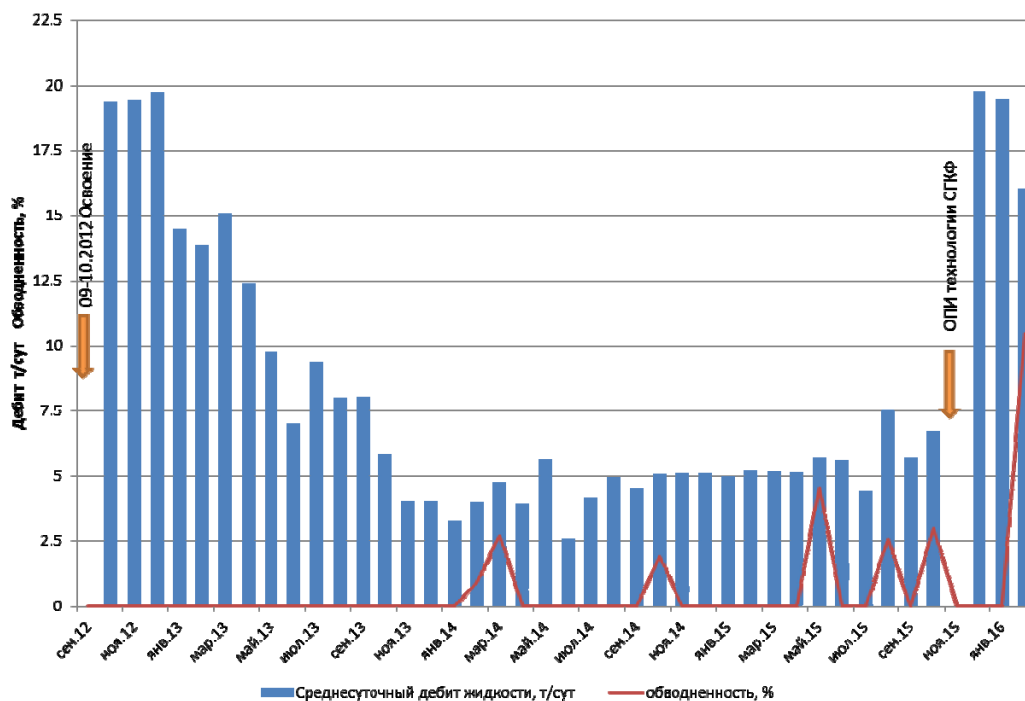


Рис. 4.15. Динамика работы скважины 53 Северо-Домановичского месторождения до и после выполнения ГПРКФ

2. Получен успешный опыт выполнения работ по созданию сети ГПРКФ в горизонтальном стволе.

3. Доказано преимущество заканчивания скважин в весьма неоднородных, сильно расчлененных низкопроницаемых пластах с выполнением в каждом из пропластков ГПРКФ вместо МГРП.

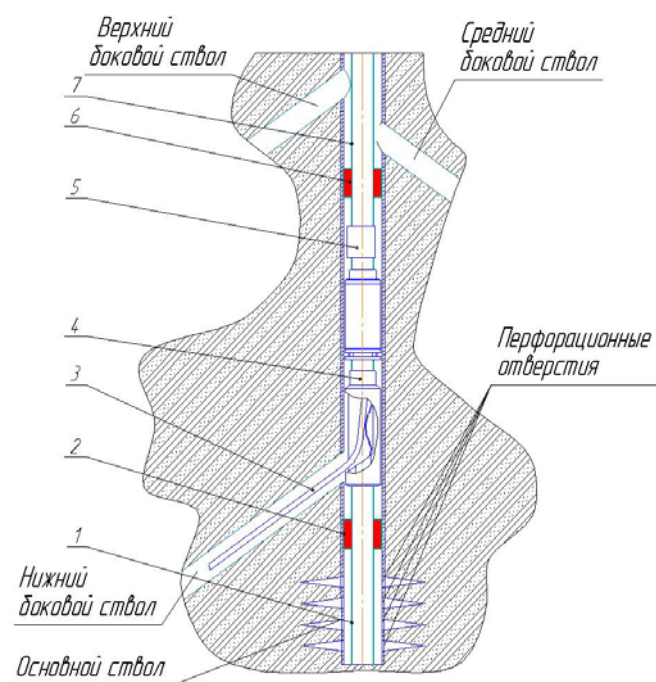


## 4.2. Интенсификация добычи нефти в многоствольных скважинах

Одним из способов активизации выработки запасов, увеличения охвата выработкой низкопроницаемых пластов и дебита скважин является бурение многоствольных скважин. Наибольшее предпочтение отдается бурению скважин первого, второго и третьего уровня сложности по классификации ТАМЛ [170], требующему минимального количества нестандартного оборудования. Затраты на строительство таких типов скважин являются наименьшими для многоствольных скважин. После бурения выполнялось освоение и гидродинамические исследования каждого из стволов в отдельности. Как показали результаты этих работ, ожидаемый суммарный дебит многоствольных скважин должен быть в 2–3 раза выше дебитов одноствольных скважин, пробуренных в аналогичных условиях. Однако в процессе эксплуатации оказалось, что дебиты многоствольных скважин практически не превышают дебиты одноствольных скважин. Выполненные в процессе эксплуатации многоствольных скважин промыслово-геофизические исследования показали, что работает в основном один ствол, который пробурен и освоен последним. Это связано с тем, что в процессе освоения последнего ствола по существующим стандартным технологиям происходит загрязнение околоствольной зоны и ухудшение связи с первыми стволами. Для равноценного запуска в эксплуатацию каждого из стволов необходимо их отдельное освоение, с исключением воздействия скважинных жидкостей на соседние стволы и вскрытый ими пласт. Для этого необходимо применение специального скважинного инструмента и технологии освоения скважин с колтюбингом. В связи с этим разработано скважинное оборудование – механизм ориентации и подачи колтюбинговой трубы, обеспечивающее направление и доставку в любую часть любого из боковых стволов оснастки для проведения технологических обработок, геофизических приборов, композиций реагентов для воздействия на околоствольную зону пласта с целью интенсификации притока или ограничения водопритока [171]–[180]. Комплект скважинного оборудования включает (рис. 4.16):

- пакер для отсечения нижележащих основного и боковых стволов скважины;
- отклоняющий клин, направляющий колтюбинговую трубу в заданный боковой ствол скважины;

- механизм ориентации, осуществляющий поворот отклоняющего клина на заданный угол;
- циркуляционный клапан, обеспечивающий обратную промывку при проведении технологических обработок;
- пакер для отсечения вышележащих боковых стволов и устья скважины;
- реперный патрубок для определения глубины установки отклоняющего клина.



*Рис. 4.16.* Схема освоения колтюбингом нижнего бокового ствола многостволовой скважины:

- 1 – хвостовик НКТ с опорой на забой; 2 – нижний механический пакер;  
 3 – труба колтюбинга; 4 – ориентатор колтюбинговой трубы;  
 5 – клапан циркуляционный; 6 – верхний гидромеханический клапан;  
 7 – колонна НКТ

После спуска в скважину на НКТ компоновки подземного оборудования и установки его в заданном интервале пласта осуществляется монтаж колтюбинговой установки и спуск колтюбинговой трубы в НКТ. Если при прохождении колтюбинговой трубы через отклоняющий клин окно ориентатора не установилось соосно с зоной окна зарезки бокового ствола, то низ колтюбинговой трубы упирается в стенку скважины, что отмечается снижением веса колтюбинговой

трубы в контрольно-измерительной системе колтюбинговой установки. В этом случае производится приподъем колтюбинговой трубы на 2–3 м, а затем в полости НКТ создается избыточное давление, которое приводит к повороту ориентатора до тех пор, пока окно ориентатора не станет соосно с окном зарезки бокового ствола. После этого колтюбинговая труба вводится в боковой ствол и в стволе выполняются все необходимые манипуляции [171]:

- промывки ствола до забоя;
- кислотные обработки;
- изоляционные работы;
- исследование притока и т. д.

Изготовлен образец скважинного оборудования, стенд для его испытания и на стенде проведена отработка действия механизма ориентации и технологии проведения работ. По результатам стендовых испытаний изготовлен опытный образец оборудования. Опытно-промысловые испытания оборудования и технологии проведены на двух скважинах Речицкого месторождения. Это двухствольные скважины 287- и 289-Речицкая.

Первые испытания, проведенные на скважине 287, оказались неудачными. Колтюбинговую трубу не удалось при многократных попытках ввести в боковой ствол. После анализа всей полученной информации и доработки как скважинного оборудования, так и технологии выполнения работ проведены опытно-промысловые работы на скважине 289-Речицкая.

Следует отметить, что выполненные в процессе проведения работ промыслово-геофизические исследования по оценке объема притока из каждого ствола показали, что в скважине 287 весь объем притока формировал второй ствол, в скважине 289 первый ствол формировал 10 %, а второй – 90 % объема притока. В связи с этим в скважине 289 были выполнены работы по интенсификации притока из первого ствола. Второй ствол и верхняя часть скважины выше первого ствола были отсечены пакерами. С помощью механизма ориентации в первый ствол ввели колтюбинговую трубу, выполнили промывку его до забоя, а затем кислотную ванну и кислотную обработку. Фактически произвели освоение первого ствола.

Проведенные промыслово-геофизические исследования показали, что объем притока из первого ствола вырос и составил около 55 % от объема притока скважины (двух стволов). Скважину запустили в эксплуатацию. До ремонта скважина работала УШГН с дебитом по жидкости 18–20 т/сут при обводненности добываемой продукции

58–59 % и динамическом уровне 1260–1280 м. После ремонта скважину запустили ЭЦН с дебитом жидкости 45–46 т/сут при обводненности добываемой продукции 58–68 % и динамическом уровне 1060 м.

Работы на скважине 289 Речицкого месторождения показали, что освоение каждого из пробуренных стволов многоствольной скважины в отдельности с колтюбингом позволяет существенно повысить дебит многозабойной скважины.

Описанные технология и оборудование ориентирования и доставки колтюбинговой трубы в боковой ствол многозабойной скважины позволяют выполнять селективную обработку любого ствола без ущерба соседним стволам и вскрытым ими зонам пласта. Конструкция механизма ориентации и принцип его работы не привязаны к определенной конструкции скважины и могут быть использованы на многоствольных скважинах любой конструкции первого, второго и третьего уровня сложности по классификации ТАМЛ.

Отработка технологии по освоению и интенсификации притока с механизмом ориентации колтюбинговой трубы проводилась на трехствольной скважине 52 Северо-Домановичского месторождения. Геологический разрез, вскрытый стволами скважины 52 Северо-Домановичского месторождения, приведен на рис. 4.17.

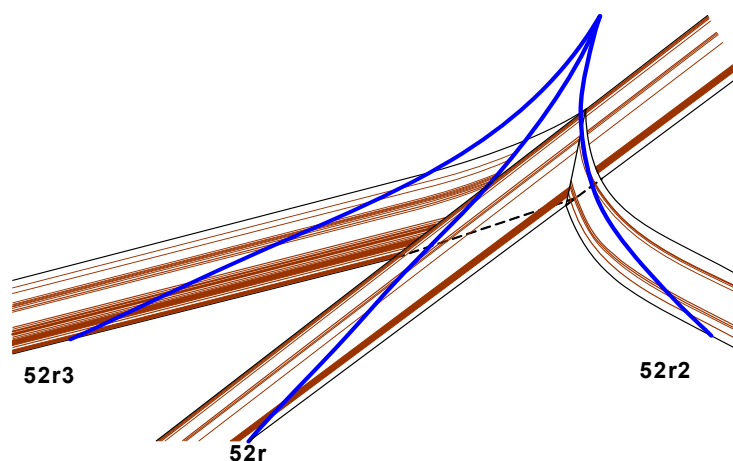


Рис. 4.17. Геологический разрез, вскрытый стволами скважины 52 Северо-Домановичского месторождения

Как видно из рис. 4.17, стволами скважины 52 Северо-Домановичского месторождения вскрыт весьма неоднородный разрез с изменяющимися в плане геолого-физическими характеристиками. Максимальная нефтенасыщенная толщина, равная 83,1 м, вскрыта стволом 52r3, при коэффициенте открытой пористости 7,6 % и коэффициенте

нефтенасыщенности 67,6 %. Стволом 52г вскрыт пласт с суммарной нефтенасыщенной толщиной 53,3 м, коэффициентом открытой пористости 8,3 % и нефтенасыщенностью 68,7 %. Зона с ухудшенными коллекторами, с суммарной нефтенасыщенной толщиной 32,1 м, открытой пористостью 10,2 % и нефтенасыщенностью 60,4 %, вскрыта стволом 52г2. Такой характер разреза требует индивидуального (адресного) подхода к освоению каждого из стволов.

Гидродинамические исследования скважины перед проведением работ по интенсификации притока из каждого ствола показали, что ее дебит составляет 2,07 м<sup>3</sup>/сут при коэффициенте продуктивности 0,855 м<sup>3</sup>/сут · МПа.

Освоение скважины 52 Северо-Домановичского месторождения осуществляется последовательной интенсификацией с вызовом притока по стволам снизу вверх. Вначале осваивался основной ствол, затем нижний боковой, следом за ним верхний боковой.

Для реализации технологии применялось следующее нефтепромысловое оборудование и материалы:

- колтюбинговая установка;
- насосные агрегаты ЦА-320, АН-700, СИН-31;
- извлекаемый механический пакер, опирающийся на забой и служащий для изоляции нижерасположенного бокового ствола;
- извлекаемый гидромеханический пакер;
- ориентатор колтюбинговой трубы с направляющей головкой;
- клапан циркуляционный;
- колонна НКТ;
- технологические емкости для рабочих жидкостей;
- технологические жидкости (нефть, техническая вода, высоковязкие нефилтрующие системы);
- кислоты (соляная, сульфаминовая, уксусная и др.);
- поверхностно-активные вещества.

При этом применяли гидравлический [172], [173] и механический [174], [175] ориентаторы колтюбинговой трубы.

**Схема гидравлического ориентатора** представлена на рис. 4.18. В корпусе 1 установлен поршень 2 с возможностью осуществления возвратно-поступательных движений. Шлицевое соединение 3 между корпусом 1 и поршнем 2 препятствует их взаимному провороту. В полости поршня 2 установлена манжета 4. Манжета 4 с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ) 5 образуют дросселирующий зазор 6. Пружина 7 опирается на буртик поршня 2 и выступ корпуса 1 и осу-

ществляет возврат поршня 2 в начальное положение. Гайка 8 установлена в корпус 1 и соединена с поршнем 2 с помощью поворотного механизма 9, обладающего большим углом подъема винтовой линии. Поворотный механизм 9 служит для преобразования поступательного вращения поршня 2 во вращательное движение гайки 8. Передача вращения от гайки 8 к выходному валу 10 осуществляется посредством зубчатой муфты 11, устроенной между торцами гайки 8 и выходного вала 10. Зубчатая муфта 11 обеспечивает передачу вращения от гайки 8 на выходной вал 10 при прямом ходе поршня и поворот гайки 8 в исходное положение без поворота выходного вала 10 при обратном ходе поршня 2. Выходной вал 10 установлен в корпусе 1 на упорном подшипнике 12, воспринимающем осевую нагрузку от гайки 8. Между буртиком корпуса 1 и торцом гайки 8 установлена пружина 13, обеспечивающая стабильную работу зубчатой муфты 11. Самопроизвольный поворот выходного вала 10 предотвращается зубчатой муфтой 14, устроенной между уступом корпуса 1 и втулкой 15, закрепленной на выходном валу 10 посредством шпонки 16. Сцепление зубчатой муфты 14 обеспечивается пружиной 17, установленной между торцом втулки 15 и уступом корпуса 1. Выходной вал 10 посредством резьбы НКТ 73В соединен с отклоняющим клином, направляющим БДТ в боковой ствол скважины.

Если при прохождении БДТ через отклоняющий клин его паз не установился в зоне окна зарезки бокового ствола, то насадка БДТ упирается в стенку скважины, что отмечается снижением веса БДТ в контрольно-регистрирующей системе колтюбинговой установки. Производится приподъем БДТ на 2–3 м. В полость между трубами НКТ и БДТ подается рабочая жидкость с расходом не менее 0,002 м<sup>3</sup>/с (120 л/мин). При течении жидкости через дросселирующий зазор 6 манжета 10 деформируется и обжимает БДТ. Давление жидкости над манжетой возрастает и перемещает поршень 2, который в свою очередь проворачивает гайку 8 и через зубчатую муфту 12 выходной вал 10, соединенный с отклоняющим клином. После снятия избыточного давления поршень 2 под действием пружины 7 возвращается в исходное положение, зубчатая муфта 12 проскальзывает и происходит поворот в исходное положение гайки 8. Производится повторный спуск БДТ. Повтор операций спуска-подъема производится до попадания БДТ в боковой ствол, о чем должно свидетельствовать отсутствие снижения веса БДТ.

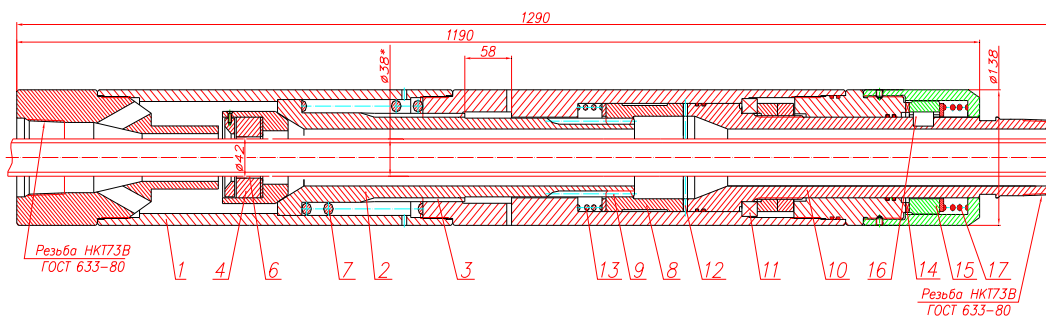


Рис. 4.18. Схема гидравлического ориентатора колтюбинговой трубы:  
 1 – корпус; 2 – поршень; 3 – шлицевое соединение; 4 – манжета;  
 5 – БДТ; 6 – дросселирующий зазор; 7, 13, 17 – пружина; 8 – гайка;  
 9 – поворотный механизм; 10 – выходной вал; 11 – упорный подшипник;  
 12, 14 – зубчатая муфта, 16 – шпонка

Схема механического ориентатора колтюбинговой трубы представлена на рис. 4.19. В корпусе 1 установлен винт 2 с возможностью осуществления возвратно-поступательных движений. Между корпусом 1 и винтом 2 установлена шпонка 3, препятствующая их взаимному провороту. В пазах винта 2 установлены кулачки 4, передающие поступательное движение БДТ на винт 2. Пружина 5 опирается на буртик винта 2 и выступ корпуса 1 и осуществляет возврат винта 2 в начальное положение. Гайка 6 установлена в корпус 1 и соединена с винтом 2 с помощью поворотного механизма 7, обладающего большим углом подъема винтовой линии. Поворотный механизм 7 служит для преобразования поступательного движения винта 2 во вращение гайки 6. Передача вращения от гайки 6 к выходному валу 8 осуществляется посредством зубчатой муфты 10, устроенной между торцами гайки 6 и выходного вала 8. Выходной вал 8 установлен в корпусе 1 на упорном подшипнике 9, воспринимающем осевую нагрузку. Зубчатая муфта 10, устроенная между торцами гайки 6 и выходного вала 8, обеспечивает передачу вращения от гайки 6 на выходной вал 8 при прямом ходе винта 2 и возврат гайки 6 в исходное положение без поворота выходного вала 8 при обратном ходе винта 2. Между буртиком корпуса 1 и торцом гайки 6 установлена пружина 11, обеспечивающая сцепление полумуфт зубчатой муфты 10. Выходной вал 8 соединен посредством резьбы НКТ 73В с отклоняющим клином, направляющим БДТ в боковой ствол скважины.

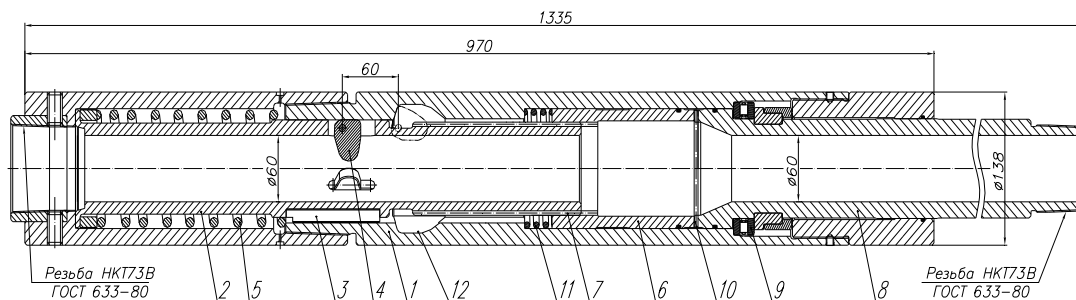


Рис. 4.19. Схема механического ориентатора колтюбинговой трубы:  
 1 – корпус; 2 – винт; 3 – шпонка; 4 – кулачки; 5, 11 – пружина; 6 – гайка;  
 7 – поворотный механизм; 8 – выходной вал; 9 – упорный подшипник;  
 10 – зубчатая муфта; 12 – кольцевая проточка

При воздействии БДТ с насадкой (инструментом) на кулачки 4 под действием веса БДТ происходит осевое перемещение винта 2. При этом кулачки 4 доходят до кольцевой проточки 12 и, поворачиваясь, входят в нее, освобождая проход для БДТ. Винт 2 проворачивает гайку 6 и через зубчатую муфту 10 выходной вал 8, соединенный с отклоняющим клином. При дальнейшем спуске БДТ проходит через паз в отклоняющем клине и направляется в боковой ствол.

Если после поворота паз отклоняющего клина, направляющий движение БДТ, не установился в зоне окна резки бокового ствола, то насадка БДТ упирается в стенку скважины, что отмечается снижением веса БДТ в контрольно-регистрирующей системе колтюбинговой установки. Производится подъем БДТ до глубины гарантированного выхода из механизма ориентации. Под действием пружины 5 винт 2 возвращается в исходное положение, зубчатая муфта 10 проскальзывает и происходит поворот в исходное положение гайки 6. Производится повторный спуск БДТ. Повтор операций спуска-подъема БДТ производится до попадания БДТ в боковой ствол.

**Технология освоения ствола 52г.** На НКТ в скважину спустили гидромеханический пакер на 5–10 м ниже входа в нижний боковой ствол. Произвели посадку пакера. В колонну НКТ спустили колтюбинговую трубу с установленным на ее нижнем конце пером.

После того как низ колтюбинговой трубы (перо) достиг забоя скважины, ее промыли рабочей жидкостью в объеме, обеспечившим выход на поверхность чистой рабочей жидкости.

Выполнили соляно-кислотную ванну: закачали в открытый ствол ниже пакера 2 раза по 3 м<sup>3</sup> 18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты с выдержкой на реакции и



отмывом продуктов реакции в объеме  $12 \text{ м}^3$  рабочей жидкости после каждого цикла.

Испытали ствол на приемистость закачкой  $1 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты при  $P_{\text{нач}} = P_{\text{макс}} = 35 \text{ МПа}$ ,  $P_{\text{раб}} = 28 \text{ МПа}$ , после остановки  $P_{\text{ост}} = 18 \text{ МПа}$ , через 30 мин  $P = 14 \text{ МПа}$ . Разрядили скважину и отмыли продукты реакции в объеме  $12 \text{ м}^3$  рабочей жидкости.

Провели направленную кислотную обработку, последовательно закачав в пласт  $5 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты +  $20 \text{ м}^3$  нефтекислотной эмульсии +  $5 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты. Давление  $P_{\text{нач}} = 35 \text{ МПа}$ ,  $P_{\text{макс}} = 45 \text{ МПа}$ ,  $P_{\text{раб}} = 30 \text{ МПа}$ . После остановки закачки  $P_{\text{ост}} = 25 \text{ МПа}$ , через 30 мин  $P = 17 \text{ МПа}$ , через 60 мин  $P = 11 \text{ МПа}$ , через 90 мин  $P = 2 \text{ МПа}$ , через 120 мин  $P = 0 \text{ МПа}$ . Отмыли продукты реакции в объеме  $15 \text{ м}^3$  рабочей жидкости.

Приподняли низ колтюбинговой трубы, выполнили вызов притока компрессированием. Из пласта поступала водонефтяная эмульсия с дебитом  $13,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  при коэффициенте продуктивности  $0,88 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ .

Подняли из скважины колтюбинговую трубу. Сорвали пакер и подняли вместе с НКТ на поверхность.

**Технология освоения нижнего бокового ствола 52г3.** Для освоения нижнего бокового ствола в скважину на НКТ спустили следующую компоновку:

- хвостовик из НКТ с опорой на забой;
- нижний механический пакер;
- ориентатор колтюбинговой трубы с направляющей головкой;
- верхний гидромеханический пакер;
- циркуляционный клапан;

Мостальные НКТ до устья.

Нижний механический пакер спустили с расчетом установки его на 5–10 м ниже входа в нижний боковой ствол. Верхний гидромеханический пакер спустили с расчетом установки его на 3–5 м выше входа в нижний боковой ствол. Ориентируясь по показаниям гидравлического индикатора веса, произвели разгрузку компоновки на забой и пакеровку нижнего пакера, изолируя нижнюю часть основного ствола от нижнего бокового ствола. Далее, увеличивая разгрузку инструмента, привели в рабочее состояние верхний гидромеханический пакер, изолируя вышерасположенный верхний боковой ствол 52г2.

После пакеровки в НКТ спустили колтюбинговую трубу с установленным на ее нижнем конце пером. Если при спуске колтюбинго-

вой трубы ее нижний конец сразу попадает в боковой ствол (об этом можно судить по превышению длины трубы колтюбинга над глубиной расположения входа в боковой отвод, а также отсутствие разгрузки трубы колтюбинга), то можно проводить все необходимые технологические операции в боковом стволе.

Если труба колтюбинга не попадает в боковой ствол, то в этом случае нижний конец трубы упрется в стенку обсадной колонны и произойдет разгрузка трубы, что будет зафиксировано показаниями ГИВ (гидравлического индикатора веса) на устье скважины.

Так как БДТ не попала сразу в боковой ствол, на ней сделали отметку и подняли на 2 метра. После этого в колонне НКТ создали избыточное давление, при котором происходит срабатывание механизма ориентации, расположенного в зоне входа в боковой ствол скважины. Произошел поворот направляющей головки на определенный угол. Давление в колонне НКТ снизили до гидростатического. Произвели повторный спуск колтюбинговой трубы. При дохождении метки на БДТ до устья НКТ произошла ее разгрузка. Это значит, нижний конец колтюбинга не попал в боковой ствол скважины. Аналогично вышеописанному произвели 21 цикл ориентации БДТ, до тех пор, пока она не попала в боковой ствол, в котором можно проводить запланированные технологические операции.

Допустили БДТ до забоя нижнего бокового ствола и промыли его рабочей жидкостью до получения на поверхности чистой рабочей жидкости.

Провели соляно-кислотную ванну, закачав в интервал пласта в два цикла по  $3 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты с выдержкой на реакции и отмывом продуктов реакции в объеме  $12 \text{ м}^3$  рабочей жидкости после каждого цикла.

Испытали пласт на приемистость: закачали  $2 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты при  $P_{\text{раб}} = 22 \text{ МПа}$ , после остановки  $P_{\text{ост}} = 11 \text{ МПа}$ , через 30 мин  $P = 1,8 \text{ МПа}$ . Разрядили скважину и отмыли продукты реакции рабочей жидкостью.

Выполнили кислотную обработку: в пласт закачали  $10 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты при  $P_{\text{раб}} = 25 \text{ МПа}$ , после остановки  $P_{\text{ост}} = 13,5 \text{ МПа}$ , через 30 мин  $P = 5 \text{ МПа}$ , через 60 мин  $P = 2 \text{ МПа}$ , через 120 мин  $P = 2 \text{ МПа}$ , через 240 мин  $P = 2 \text{ МПа}$ . Разрядили скважину и отмыли продукты реакции в объеме  $15 \text{ м}^3$  рабочей жидкости.

Освоили нижний боковой ствол компрессированием. Получен приток водонефтяной эмульсии с дебитом  $21 \text{ м}^3/\text{сут}$  при коэффициенте продуктивности  $1,38 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ .

Подняли БДТ, сорвали пакера и всю компоновку инструмента подняли на поверхность.

**Технология освоения верхнего бокового ствола 52 г2.** Освоение верхнего бокового ствола выполнено аналогично освоению нижнего бокового ствола, изолировав его пакерами от остальной части ствола скважины.

Для интенсификации притока выполнили солянокислотную ванну: 2 цикла по  $3 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты с выдержкой на реакции и отмывом продуктов реакции рабочей жидкости после каждого цикла.

Испытали пласт на приемистость: закачали  $2 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3%-й уксусной кислоты при  $P_{\text{макс}} = 24 \text{ МПа}$ , после остановки  $P_{\text{ост}} = 10,5 \text{ МПа}$ , через 30 мин  $P = 2,5 \text{ МПа}$ . Разрядили скважину и отмыли продукты реакции.

Провели кислотную обработку: в пласт закачали  $10 \text{ м}^3$  18%-й HCl с добавлением 3 % ПАВ Нефтенол НК-40 и 3% уксусной кислоты при  $P_{\text{макс}} = 29 \text{ МПа}$ , после остановки  $P_{\text{ост}} = 17 \text{ МПа}$ , через 30 мин  $P = 10 \text{ МПа}$ , через 60 мин  $P = 6 \text{ МПа}$ , через 120 мин  $P = 2 \text{ МПа}$ , через 240 мин  $P = 1 \text{ МПа}$ . Разрядили скважину и отмыли продукты реакции в объеме  $15 \text{ м}^3$  рабочей жидкости.

Освоили верхний боковой ствол компрессированием. При компрессировании приток жидкости составил  $18,2 \text{ м}^3/\text{сут}$  при коэффициенте продуктивности  $1,49 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ .

После окончания освоения верхнего бокового ствола подняли БДТ, сорвали пакера и подняли компоновку инструмента на поверхность.

По результатам механической расходомерии дебит по стволам скважины 52г Северо-Домановичского месторождения составил: 52г2 –  $1,2 \text{ м}^3/\text{сут}$  – 4 %; 52г3 –  $21,6 \text{ м}^3/\text{сут}$  – 75 %; 52г –  $6 \text{ м}^3/\text{сут}$  – 21 %. В скважину спустили ЭЦН и запустили в эксплуатацию с дебитом  $22 \text{ т}/\text{сут}$  безводной нефти.

По результатам освоения коэффициент продуктивности скважины 52 Северо-Домановичская увеличился в 6,7 раза по сравнению с продуктивностью окружающих одноствольных скважин. Проведенные работы по описанной технологии показали, что освоение каждого из пробуренных стволов многоствольной скважины в отдельности по-

зволяет существенно повысить дебит и продуктивность скважины.

### 4.3. Гидравлический разрыв пласта

Современные технологии воздействия на призабойную зону пласта с целью улучшения (или восстановления) фильтрационных характеристик пород-коллекторов являются частью технологического цикла разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Одной из основных задач в цикле разработки является извлечение трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым, слабодренируемым, часто весьма неоднородным и расчлененным коллекторам. Гидравлический разрыв пласта является одним из эффективных методов повышения производительности скважин, вскрывающих такие пласты. В настоящее время использование данной технологии позволяет увеличить коэффициент конечного извлечения нефти по низкопроницаемым участкам залежей более чем на 30 % [176].

Основные залежи месторождений Припятского прогиба представлены карбонатными коллекторами. Поэтому наиболее распространенной технологией, применяемой для интенсификации добычи в низкопроницаемых разностях пород-коллекторов, является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП). По данной технологии выполняется более половины операций по гидроразрыву. Как правило, это обработки наиболее глубокопогруженных карбонатных коллекторов с глубинами залегания до 4500 м. В зависимости от геологических и коллекторских свойств обрабатываемого пласта кислотный ГРП проводится по одной из пяти технологических схем (табл. 4.6) [177], [178]:

1. На обводненных объектах выполняются КГРП с предварительной изоляцией водопритока с использованием комплекса гелирующего на углеводородной основе «Химеко-Н». При этом проводится порционная закачка комплекса «Химеко-Н» и раствора HCl с ПАВ. Успешными являются 77,3 % операций, проведенных по данной технологической схеме. Средний прирост дебитов нефти за время эффекта после КГРП составил 2,45 т/сут, при этом средняя кратность прироста дебитов 2,0 ед.

2. На объектах, работающих безводной нефтью, в качестве жидкости разрыва используется нефтекислотная эмульсия (НКЭ) с последующим травлением пласта раствором соляной или уксусной кислоты с ПАВ. Эта технологическая схема наиболее распространена среди кислотных ГРП. Успешность операций, проведенных по данной тех-

нологической схеме, составила 75 %, средний прирост дебитов нефти за время эффекта после КГРП 3,5 т/сут, при этом средняя кратность прироста дебитов также 2,0 ед.

3. При обработке скважин нагнетательного фонда и скважин, переводящихся в нагнетательный фонд после выполнения КГРП, в качестве жидкости разрыва применяется главным образом гель на водной основе «Химеко-В». Жидкости травления те же – растворы соляной или уксусной кислот с ПАВ.

4. Для обработок относительно однородных карбонатных пластов как добывающих, так и нагнетательных скважин проводятся порционные закачки загущенной соляной кислоты и раствора соляной кислоты с ПАВ.

5. Многообъемные КГРП с использованием раствора соляной кислоты с ПАВ применяются на однородных карбонатных пластах с наибольшей вскрытой мощностью, на скважинах добывающего и нагнетательного фонда. Операции по последним двум схемам проводятся достаточно редко. Как видно из табл. 4.6, единственная обработка добывающей скважины без использования жидкости разрыва не принесла результата, после чего от применения закачки одной лишь соляной кислоты на добывающем фонде отказались.

На основе статистических промысловых данных был проведен анализ выполненных кислотных разрывов пластов, позволивший выявить ряд важных закономерностей, оказывающих влияние на эффективность данных обработок.

Так, установлено, что технологии с использованием НКЭ и «Химеко-Н» наиболее эффективны в низкопроницаемых карбонатных коллекторах (рис. 4.20).

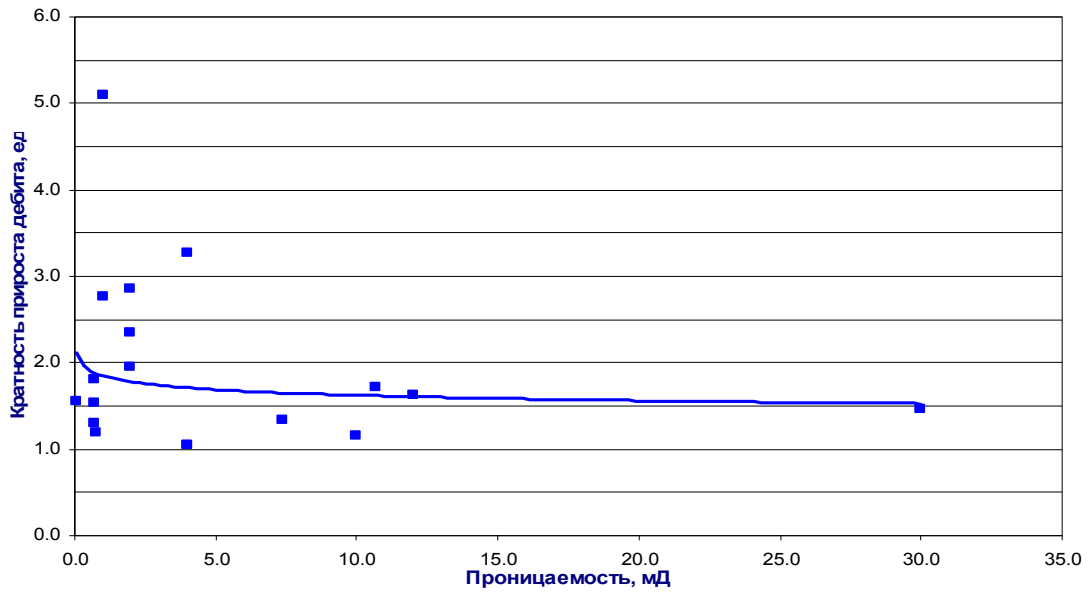


Рис. 4.20. Зависимость эффективности КГРП с НКЭ от проницаемости коллектора

Таблица 4.6

## Технологии и эффективность ГРП (КГРП) на нефтяных месторождениях Республики Беларусь

Технология проведения работ	Количество выполненных операций			Успешность, %	Средний прирост дебита нефти на одну выполненную скважино-операцию, т/сут	Дополнительная добыча нефти по состоянию на 01.01.10 г., т	
	всего	из них на добывающем фонде	успешных			всего	на одну выполненную скважино-операцию
КГРП с «Химеко-Н»	23	23	18	77,3	2,45	13251	576,13
КГРП с НКЭ	30	28	23	75	3,5	26761	955,75
КГРП с «Химеко-В»	6	0	6	100	–	–	–
КГРП с загущенной НСІ	4	2	3	75	2,74	3041	1520,5
КГРП с закачкой только НСІ	3	1	2	66,6	0	0	0
ГРП в терригенных коллекторах	29	25	25	87	3,53	28268	1130,72
ГРП в карбонатах	17	14	13	75	2,3	6098	435,6

На графике (рис. 4.20) видно, что наибольшая эффективность достигается при КГРП на участках залежей с проницаемостью менее 5 мД (в среднем кратность прироста дебита составляет около 2,5). С повышением проницаемости кратность прироста дебита постепенно снижается 1,5.

Карбонатные залежи нефтяных месторождений Припятского прогиба в равной степени представлены известковыми и доломитовыми породами. Установлено, что эффективность обработок доломитов несколько выше (рис. 4.21). На графике (рис. 4.21), средняя кратность прироста дебита при КГРП известняков не превышает 1,5, в то время как при проведении этих операций в доломитах средний показатель кратности составляет 2,3. Предположительно, это связано с тем, что при прочих равных условиях кислота реагирует с доломитом медленнее, а соответственно, проникает глубже в пласт. При этом при увеличении объемов закачки рабочих жидкостей на 1 м вскрытой мощности наблюдается небольшой рост эффективности при использовании НКЭ, в то время как в случае с Химеко-Н имеет место некоторое снижение кратности прироста дебита при увеличении объемов закачки.

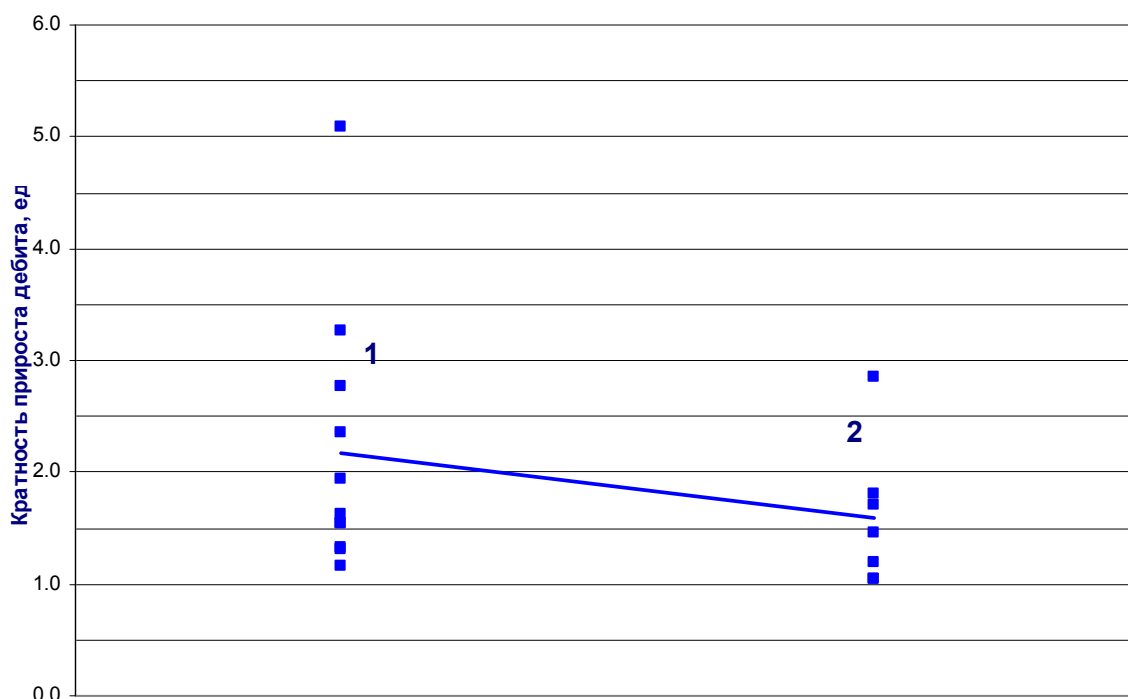


Рис. 4.21. Зависимость эффективности КГРП от литологического состава пород:

1 – КГРП в доломитах; 2 – КГРП в известняках



Что касается операций с использованием НКЭ, наиболее ярко выражена зависимость эффективности обработки от коэффициента отношения пластового давления к гидростатическому (рис. 4.22).

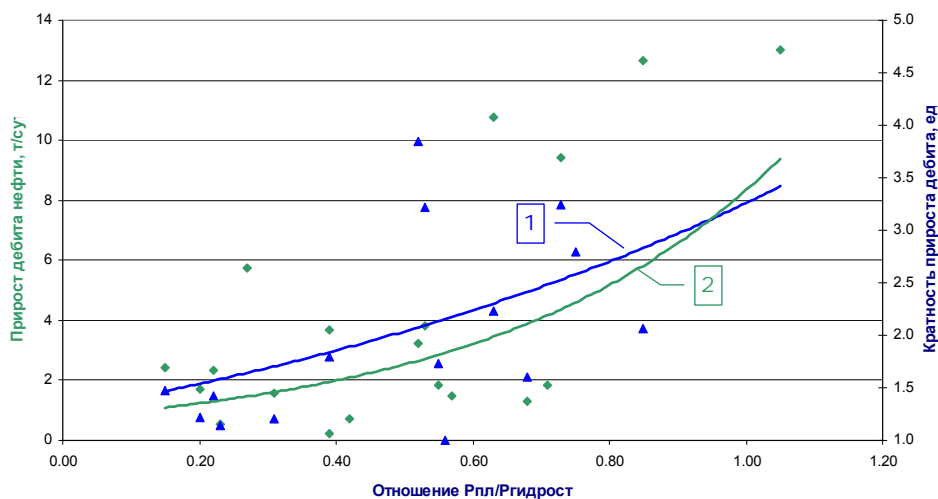


Рис. 4.22. Зависимость эффективности КГРП с НКЭ от градиента пластового давления:  
 1 – кратность прироста дебита; 2 – прирост дебита

Так, при проведении операций по данной технологии на скважинах со значением этого коэффициента около 1,0 кратность прироста дебита достигает 3,5. При снижении коэффициента ниже 0,6 эффективность обработок падает в 1,5–2 раза при прочих равных условиях и не превышает двух единиц. Величину отношения пластового давления к гидростатическому, равную 0,6, можно охарактеризовать как граничную для месторождений Припятского прогиба, ниже которой проведение КГРП нецелесообразно. Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений. В условиях низких пластовых давлений значительны эффективные давления на участки контакта стенок трещины, что приводит к их разрушению и снижению раскрытости. Показательно, что операции с использованием в качестве жидкости разрыва геля «Химеко-Н» такой зависимости не показывают. Это, вероятно, обусловлено тем, что НКЭ, также являясь кислотной композицией, дополнительно разрушает стенки протравленных трещин, в то время как гель «Химеко-Н» частично предохраняет их от чрезмерного разрушения.

Кроме того, следует отметить весьма четкую гиперболическую зависимость снижения кратности прироста дебита нефти с увеличе-

нием базового дебита скважин по нефти (рис. 4.23). Это справедливо для всех технологий КГРП.

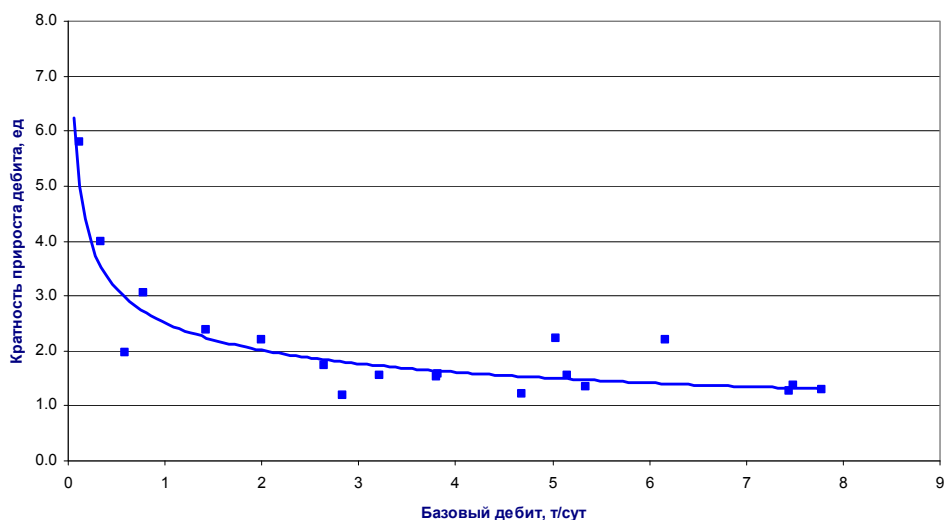


Рис. 4.23. Изменение кратности прироста дебита нефти с ростом базового дебита нефти по скважинам на примере КГРП с Химеко-Н

Анализ проведенных операций позволил выявить оптимальное время выдерживания скважин на реакции кислоты в пласте после завершения кислотного разрыва: для обработок с использованием геля «Химеко-Н» данная величина составляет около 4 часов, для НКЭ — 5–6 часов (рис. 4.24).

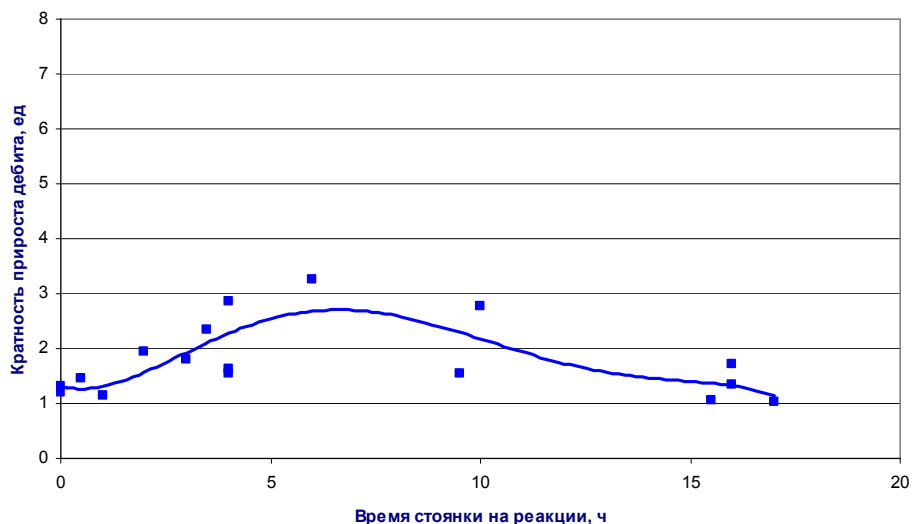


Рис. 4.24. Зависимость кратности прироста дебита нефти от периода выдерживания скважин на реакции кислоты с породой после КГРП с НКЭ

На рис. 4.24 четко видно, что после производства КГРП с использованием НКЭ в качестве жидкости разрыва, наибольшая кратность прироста достигается при выдерживании скважины на реакции кислоты в течение 5–6 часов и составляет 2,8–3,0 ед. При уменьшении этого периода времени эффективность обработки частично теряется, так как кислотные составы не успевают в достаточной мере прореагировать с породой (особенно это справедливо для доломитов). При более длительном периоде реакции кислоты с породой, чем указанный, эффективность также падает, что, по-видимому, связано уже с избыточным разрушением породы и схлопыванием протравленных каналов, о чем было изложено выше. При длительном периоде на реакции кислоты также, возможно, происходит чрезмерное насыщение продуктов реакции кислоты нерастворимыми примесями, имеющимися в карбонатной породе, и засорение ими проводящих каналов.

Гидроразрывы пласта с закреплением созданных трещин пропантом, проводившиеся на месторождениях Припятского прогиба, можно разделить на два блока в зависимости от типа обрабатываемых коллекторов:

1. *Гидроразрывы пласта в терригенных коллекторах.* По данной технологии проводятся обработки в основном вертикальных и субвертикальных скважин с закачкой в пласт до 60 т расклинивающего материала. Имеется также опыт проведения гидроразрыва в горизонтальных скважинах. Успешность работ по данной технологии наиболее высокая – 87 %. Средний прирост дебитов нефти за время эффекта после ГРП составил 3,53 т/сут, при этом средняя кратность прироста дебитов – 2,6 ед.

2. *Гидроразрывы пласта в карбонатах.* Успешность операций, проведенных по данной технологической схеме, составила 75 %, средний прирост дебитов нефти за время эффекта после ГРП 2,3 т/сут. При этом средняя кратность прироста дебитов 6,9 ед., что является самым высоким показателем среди всех технологических схем и связано с обработкой в основном крайне низкодебитных скважин (часто менее 0,5 т/сут), эксплуатирующих весьма низкопроницаемые коллекторы.

Технология по ряду месторождений зарекомендовала себя как удачная альтернатива кислотным разрывам. Она применяется на залежах, на которых проведение КГРП показало себя неэффективно, а также на залежах со сниженным пластовым давлением, с градиентом ниже 0,6 от гидростатического, где проведение кислотного разрыва

было чревато смыканием трещин после травления. Закрепление трещин ГРП пропантом позволило избежать этого и получить эффект на тех скважинах, на которых иные интенсифицирующие обработки не дали результата. Это подтверждается гораздо более высокой средней кратностью прироста дебита нефти по сравнению с операциями КГРП на аналогичных залежах.

Замечено, что использование пропанта более крупной фракции, как и увеличение массы его на 1 м вскрытой мощности, не дает увеличения эффективности ГРП, что обусловлено, на наш взгляд, крайне низкой проницаемостью пород-коллекторов. В большинстве случаев ее значение составляло менее 3 мД.

Формула

$$C_{fd} = \frac{k_f w}{k x_f}, \quad (4.1)$$

где  $C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины ГРП;  $k_f$  – проницаемость трещины ГРП (остаточная проницаемость пропанта);  $w$  – ширина трещины;  $k$  – проницаемость пласта;  $x_f$  – полудлина трещины, отражает безразмерную проводимость трещины, представляющую собой отношение способности трещины доставлять флюид в скважину к способности пласта доставлять флюид в трещину. Оптимальная величина безразмерной проводимости трещин ГРП для низко- и среднепроницаемых пластов составляет 1,6 [179]. Таким образом, увеличение проводимости трещины за счет закачки дополнительного количества расклинивающего материала или же укрупнения его зерен оказывается бесполезным, так как «узким местом» становится поступление флюида из пласта в трещину, недостаточное для загрузки высокопроводимого канала, который представляет собой трещина ГРП с упакованным в ней пропантом. Согласно вышеприведенной формуле данную характеристику можно увеличить путем создания трещины большей полудлины. Однако при планировании и проведении операций ГРП на месторождениях Припятского прогиба препятствием этому служит высокая однородность пород по упруго-механическим свойствам и большая толщина карбонатных коллекторов, а также частое отсутствие значительных по мощности глинистых барьеров, что делает затруднительным создание длинной трещины, так как она в значительной степени развивается в высоту. Соответственно, при увеличении количества закачиваемого пропанта имеет место рост и закрепление трещины в непродуктивных выше- и нижележащих породах, а не увеличение ее полудлины.

Также установлено оптимальное время выдерживания скважин на закрытие трещин и деструкцию водного геля. В отличие от кислотных разрывов, этот период составляет не менее 12 часов (рис. 4.25), что также обусловлено крайне низкой проницаемостью пород-коллекторов, вследствие чего перераспределение жидкости из трещины в пласт происходит медленно. При недостаточном времени выдерживания скважин на закрытие трещин после ГРП велика вероятность обратного выноса проппанта из околоскважинной зоны в ствол скважины и частичного смыкания трещины около перфорационных отверстий. Этот эффект усиливается не до конца разложившимся гелем, сохраняющим какое-то время свои возможности по переносу проппанта. В меньшей мере это касается ГРП в карбонатах, так как, как было отмечено выше, проводились они главным образом на коллекторах со сниженной пластовой энергетикой.

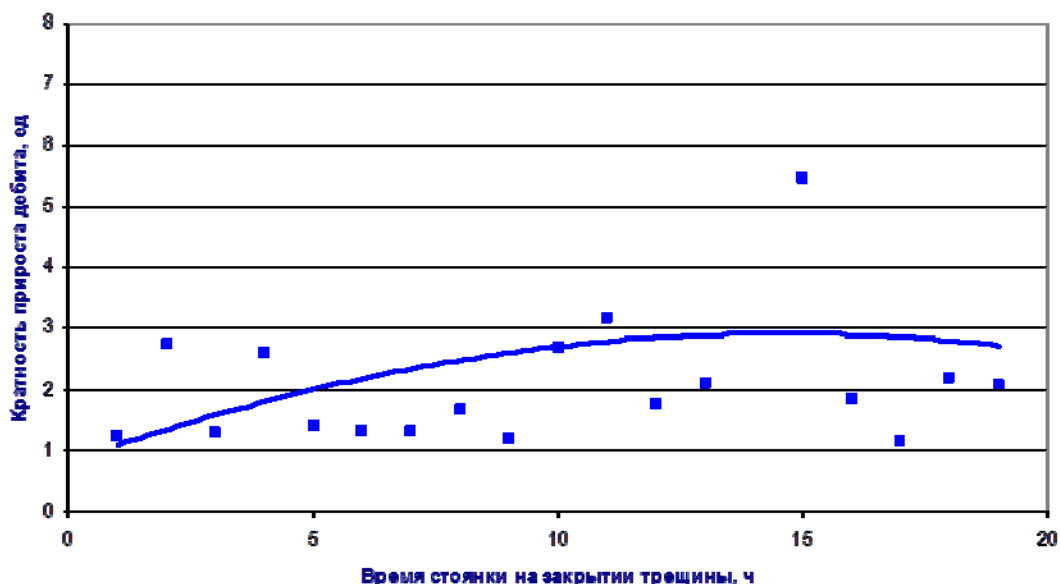


Рис. 4.25. Оптимальное время выдерживания скважин на закрытии трещин после ГРП в терригенных коллекторах

Кроме того, отмечена зависимость кратности прироста дебита нефти от базового дебита скважины, аналогичная кислотным разрывам, причем данная зависимость особенно ярко выражена при проведении ГРП в карбонатах (рис. 4.26).

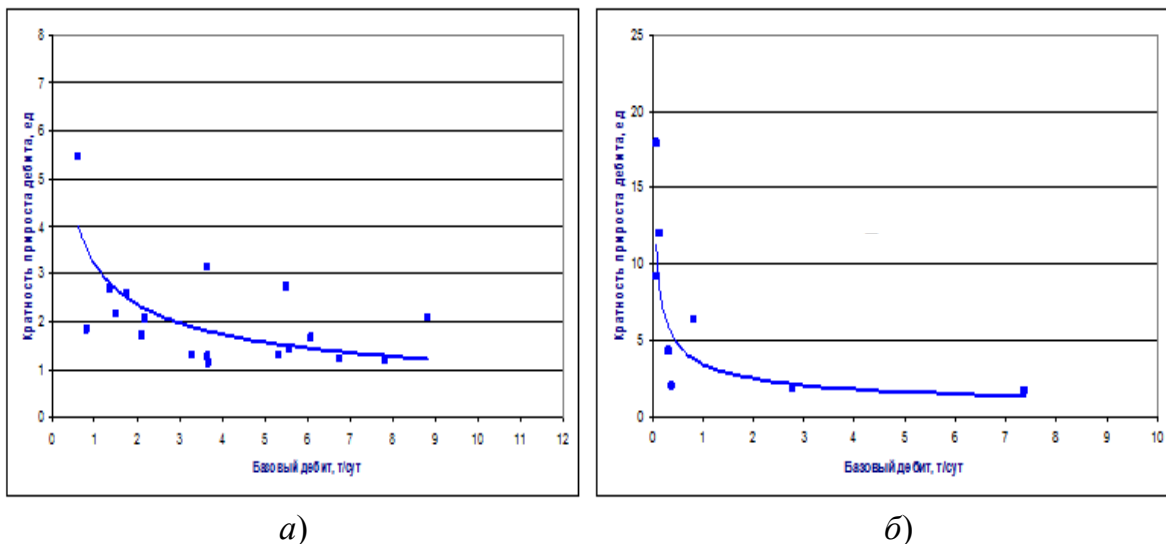


Рис. 4.26. Изменение кратности прироста дебита нефти с ростом базового дебита скважины при производстве ГРП: а – в терригенном коллекторе; б – в карбонатах

Накоплен определенный опыт проведения КГРП (ГРП) в карбонатных и терригенных коллекторах глубокопогруженных низкопроницаемых залежей месторождений Припятского прогиба. Полученный эффект по проведенным операциям ГРП (КГРП) позволяет сделать вывод о целесообразности широкого применения данных технологий для интенсификации добычи нефти на месторождениях Припятского прогиба. Проведение гидроразрывов позволяет активизировать выработку запасов из низкопроницаемых пластов и получать дополнительную добычу нефти на залежах, на которых другие интенсифицирующие обработки оказались практически неэффективными. Более того, внедрение технологии ГРП в карбонатных пластах позволило ввести, хоть и с низким дебитом, в эксплуатацию ряд скважин, на которых иные способы освоения не дали возможности запустить их в рентабельную работу.

Кроме того, определен ряд технологических особенностей выполнения ГРП-КГРП на нефтяных месторождениях Припятского прогиба. Они заключаются в следующем:

- наибольший эффект кислотные разрывы позволяют получить в низкопроницаемых коллекторах, с проницаемостью менее 5 мД;
- кислотные разрывы в доломитах более эффективны, чем в известняках, что обусловлено особенностями проникновения кислоты по пласту;
- КГРП, особенно с применением НКЭ, на залежах с коэффициентом отношения пластового давления к гидростатическому менее 0,6

нецелесообразны, что связано со схлопыванием протравленных трещин и пустот;

– оптимальное время выдерживания скважин в закрытом состоянии после проведения операций составляет для КГРП с «Химеко-Н» около 4 ч, КГРП с НКЭ – 5–6 часов и для ГРП с пропантом – не менее 12 часов;

– закачка больших объемов кислотных композиций и расклинивающего материала в большинстве случаев нецелесообразны, так как не приводят к росту эффективности операций, что связано с крайне низкой проницаемостью коллекторов и особенностями распределения упруго-механических свойств пород по вертикали;

для всех без исключения технологий ГРП и КГРП наблюдается снижение гиперболического характера кратности прироста дебита нефти после операции разной интенсивности для каждой технологии.

История развития технологии ГРП на нефтяных месторождениях Припятского прогиба начиналась с проведения «слепых» и одноэтапных ГРП, при этом масса закачиваемого пропанта колебалась в пределах 20–25 т. Экономическая обстановка диктовала необходимость развития технологии, в связи с чем за последние несколько лет адаптированы, внедрены и в настоящее время широко применяются такие технологии, как поинтервальные ГРП с выполнением перфорации, последующим ГРП и изоляцией обработанного интервала, переходом выше и проведению аналогичного цикла работ (Plug&Perf), ПГРП, МГРП, КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом, ГРП с созданием искусственных перемычек, ГРП на маловязких гелях [180], [181].

По используемой жидкости разрыва и жидкости-пропантоносителя, применяемой при проведении ГРП, можно выделить следующие виды:

1. Применение в качестве жидкости разрыва и пропантоносителя сшитого геля на водной основе. В зависимости от геологических условий в качестве гелеобразующего элемента выступают гуары и его производные, для «сшивки» геля применяются боратные и циркониевые сшиватели. Данный вид жидкости применяется наиболее часто.

2. Применение в качестве жидкости разрыва и пропантоносителя линейных и маловязких гелей на водной основе. В зависимости от геологических условий и необходимого результата в качестве жидкости разрыва применяются линейные гели, а также водные растворы с вязкоупругими ПАВ.

3. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя азотно-пенных систем. Применение подобного рабочего агента обусловлено геологическими условиями скважины.

4. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя кислотных составов. Применяется при проведении кислотных разрывов с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом. В качестве жидкости разрыва и жидкости-проппантоносителя выступают загущенные кислотные составы, в том числе и самоотклоняющиеся.

Структура применяемых рабочих агентов при проведении ГРП представлено на рис. 4.27.

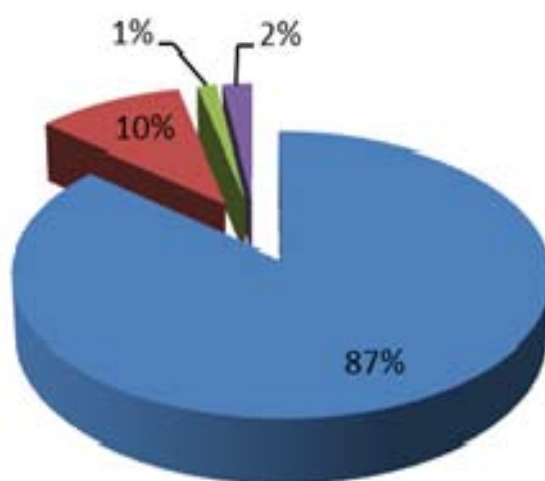


Рис. 4.27. Жидкости, применяемые при проведении ГРП:

- – сшитый водный гель; ■ – маловязкий водный гель и линейный гель;
- – пенная система; ■ – кислотный гель

В результате развития технологий на месторождениях Припятского прогиба внедрены: технологии азотно-пенного ГРП (ПГРП), многозонного ГРП (МГРП), КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом и ГРП с созданием искусственных перемычек и ряд других технологий (рис. 4.28).



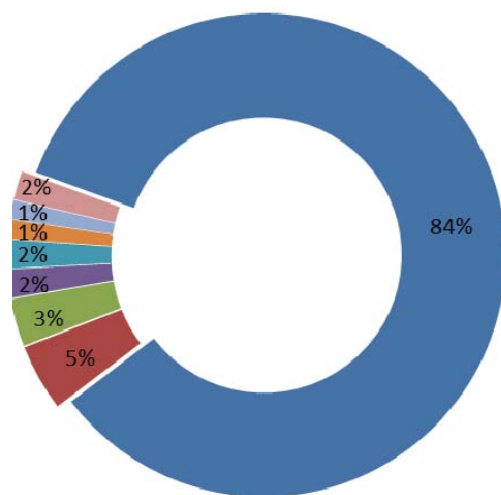


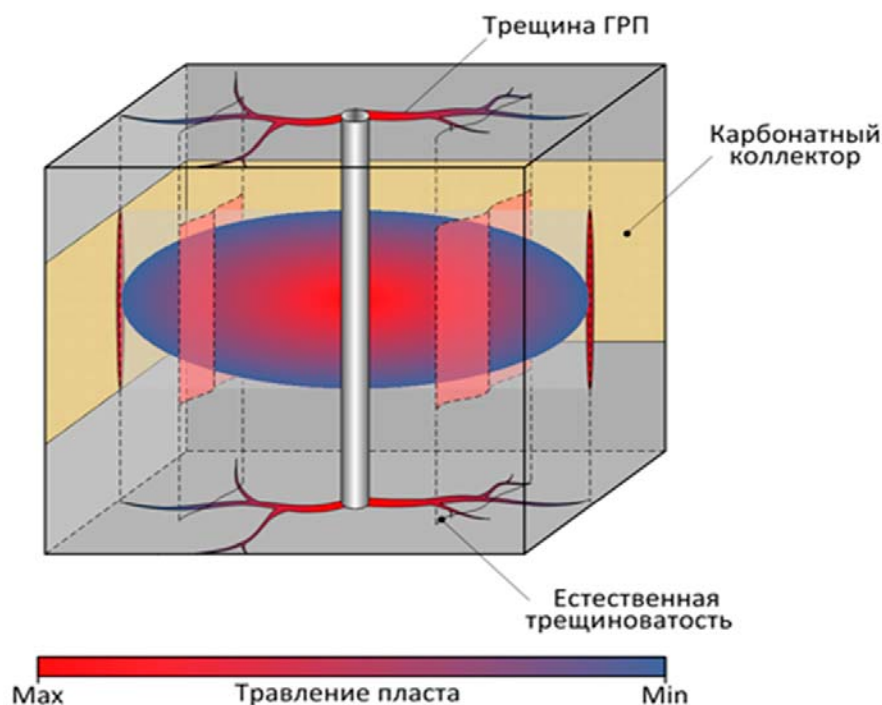
Рис. 4.28. Технологии ГРП, внедряемые на нефтяных месторождениях Республики Беларусь:

- – одноэтапные ГРП; ■ – поинтерварвальные ГРП (Plug&Perf);
- – многостадийные ГРП; ■ – КГРП с проппантом; ■ – ГРП с созданием искусственных перемычек; ■ – азотно-пенные ГРП;
- – ГРП на маловязких и линейных гелях

**Технология ПГРП** направлена на снижение остаточного загрязнения пласта полимерами, уменьшение коэффициента фильтрации жидкости разрыва по коллектору и ограничение доминирующего роста трещины по высоте. Данные преимущества азотно-пенного разрыва перед классическим ГРП с применением водного геля весьма актуальны для карбонатных и терригенных залежей Припятского прогиба ввиду монолитности разреза и отсутствия пород-упоров для сдерживания роста трещины по высоте, а также с изначально низкими либо «посаженными» пластовыми давлениями за период эксплуатации залежей.

В качестве примера применения пенной технологии ГРП рассмотрим скважину 133 Вишанского нефтяного месторождения. На данной скважине технология пенно-азотного ГРП главным образом планировалась для ограничения роста трещины в высоту и минимизации вероятности получения обводненной продукции (расстояние от нижних дыр интервала перфорации до ВНК составляет 14 м). Скважина после освоения из бурения работала с обводненностью продукции 10 %. После проведения операции среднесуточный дебит нефти увеличился в 3,5 раза, обводненность продукции варьирует в пределах 0–10 %. При этом соседние скважины, на которых проводился ГРП по «классической» технологии, работают с меньшими показателями эффективности.

**Технология КГРП с закреплением протравленных трещин пропантом** направлена на травление кислотной композицией каналов и червоточен в массиве коллектора с последующим закреплением протравленных пустот расклинивающим агентом (рис. 4.29). Данная технология реализуется по двум схемам:



*Рис. 4.29.* Схема КГРП с закреплением протравленных пустот пропантом

а) создание высокопроводящих каналов с закреплением в при-скваженной зоне (рис. 4.30, *а*);

б) создание каналов фильтрации большой протяженности и их равномерное закрепление по всей длине (рис. 4.30, *б*).

Подтверждена технологическая и экономическая эффективность данной технологии.

**Технологии ГРП с созданием искусственных перемычек и ГРП на маловязких и линейных гелях** сходны по своим целям – сокращение роста трещины по высоте. В первой из вышеописанных технологий подобный эффект достигается закачкой мелкодисперсного материала перед закачкой основного расклинивающего агента – для создания «подстилки». При проведении ГРП на маловязких и линейных гелях эффект ограничения роста трещины по высоте достигается за счет снижения вязкости жидкости разрыва.

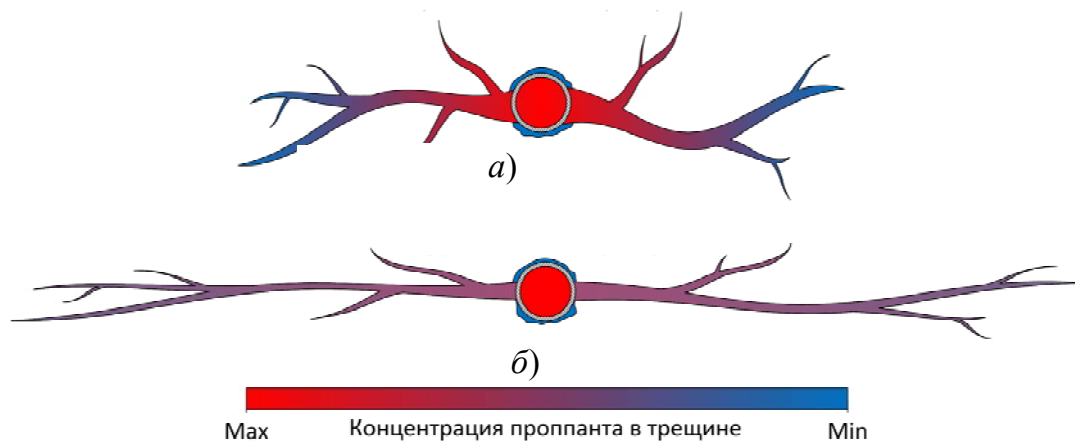


Рис. 4.30. Различные вариации КГРП с закреплением протравленных трещин проппантной набивкой:  
*a* – высокая проницаемость (короткая трещина);  
*б* – низкая проницаемость (длинная трещина)

Внедряется технология ГРП, включающая симбиоз двух выше-описанных методов – искусственная перемычка создается на линейном геле. По данной технологии получен технологический эффект.

Развивается технология заканчивания скважин многопакерными компоновками с последующим проведением многозонного ГРП (МГРП). Эта технология применяется на скважинах, вскрывших карбонатные «полуколлекторы», на которых до настоящего времени не представлялось возможным вести разработку ввиду отсутствия методов воздействия для получения экономически рентабельных дебитов нефти.

Внедрение современных технологических подходов при интенсификации добычи нефти (МГРП, ПГРП, КГРП с проппантом) позволило вводить в рентабельную разработку низкопроницаемые и весьма низкопроницаемые коллекторы, на которых традиционные методы интенсификации не могут дать необходимого эффекта и запустить вскрывшие их скважины в работу.

Скважины, в которых для интенсификации добычи нефти применяют ГРП, в пределах продуктивных пластов имеют различные значения зенитных углов и азимутальные направления. При выполнении ГРП углы контакта создаваемых трещин со стволами скважин могут значительно различаться. В связи с этим важно понимать, как это в последующем влияет на процесс проведения и эффективность выполненных ГРП. Изучение данного вопроса, приведенное в работе [182], показало:

– при проектировании направления бурения ствола скважины в пределах продуктивного пласта необходимо планировать азимуталь-

ное направление в точке входа в пласт максимально близким по направлению развития регионального стресса;

– для снижения рисков получения осложнений в процессе ГРП в скважинах с большими значениями зенитного угла следует проводить реперфорацию интервала ГРП, обеспечивающую большую пропускную способность перфорационных отверстий (увеличенный диаметр перфорационных отверстий и их количество на погонный метр);

– во избежание возникновения эффекта многотрещинности при проведении ГРП в скважинах с зенитным углом более  $30^\circ$  рекомендуется проведение поинтервальных ГРП (вскрытие перфорацией участков по 3–4 м);

– для увеличения зоны дренирования необходимо проводить 2- или 3-стадийные ГРП, обеспечивающие больший охват и продуктивность после ГРП;

– в условиях, когда единственным доступным азимутальным направлением вскрытия пласта стволом скважины является перпендикулярное максимальному региональному стрессу, его следует бурить не с наклонно направленным окончанием, а с горизонтальным, и проведением МГРП (3–5 frac-порта) с целью увеличения потенциально возможного уровня продуктивности скважины за счет охвата пласта дренированием.

При проведении ГРП в скважинах, вскрывших пласты с весьма низкой проницаемостью коллекторов, которая находится на грани «коллектор – неколлектор», где активно проявляются капиллярные силы, приводящие в ряде случаев к блокаде поровой среды залежи водной фазой рабочих жидкостей, применявшихся для вторичного вскрытия пласта и приготовления жидкости ГРП, необходимо особое внимание уделять рецептурам рабочих жидкостей ГРП [183]. Требования к жидкостям ГРП аналогичны требованиям, сформулированным в параграфе 1.3.

#### **4.4. Направления развития технологий интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых пластов за счет увеличения зоны дренирования**

##### **4.4.1. Кислотоструйное туннелирование пластов**

Технология кислотного туннелирования представляет собой достаточно дешевую и эффективную альтернативу кислотным обработкам и ГРП [184]–[186]. Она применима в скважинах, вскрывших

открытыми стволами коллекторы, представленные известняками и доломитами.

На нефтяных месторождениях Припятского прогиба значительная часть остаточных извлекаемых запасов нефти относится к категории трудноизвлекаемых. Они сосредоточены в карбонатных залежах с низкопроницаемыми коллекторами, вязкими нефтями или приурочены к низко проницаемым разностям пород-коллекторов высоко обводненных зон залежей. Как правило, проницаемость этих коллекторов не превышает  $0,010 \text{ мкм}^2$ . Заканчивание скважин, пробуренных для добычи нефти из таких пластов по традиционным технологиям со спуском, цементированием и последующей перфорацией эксплуатационных колонн, значительно удорожает себестоимость добычи. Это обусловлено тем, что дебиты скважин, эксплуатирующих такие пласты, находятся в пределах  $1\text{--}5 \text{ т/сут}$  и ниже. В то же время эти пласты представлены тонкопоровыми, прочными карбонатными породами. Они не склонны при отсутствии в скважинах крепи в интервалах залегания этих пород к разрушениям, обвалообразованиям и другим негативным явлениям. Поэтому в последние годы для снижения стоимости строительства скважин и боковых стволов очень часто заканчивание их осуществляется открытыми стволами. Кроме того, достаточно широко начала применяться практика доработки низкопроницаемых верхушек залежей, содержащих остаточные запасы нефти на основных Белорусских месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, короткими боковыми стволами. Сущность этой технологии разработки заключается в следующем. Из простаивающей по причине высокой обводненности добываемой продукции, бездействующей или ликвидированной скважины в зону низкопроницаемых, невыработанных коллекторов в верхней части залежи бурится боковой ствол, который обсаживается до кровли эксплуатационной колонной – хвостовиком. Из этой колонны меньшим диаметром вскрывается продуктивный пласт на  $10\text{--}50 \text{ м}$ . Пробуренный ствол не обсаживают. Кроме снижения стоимости строительства, за счет того, что ствол открытый, значительно увеличивается площадь фильтрации пластового флюида в скважину, а соответственно и дебит скважины. Следует отметить, что, если пласт с эффективной толщиной  $10 \text{ м}$  вскрыт скважиной с диаметром по долоту  $0,161 \text{ м}$  открытым стволом, площадь фильтрации из пласта через открытый ствол составит около  $5,1 \text{ м}^2$ . Если же этот ствол обсадить колонной, а затем пласт вскрыть кумулятивной перфорацией перфоратором ПКО-89 с плотностью перфорации 20 отверстий на погонный метр, площадь фильтра-

ции снизится до 1,6 м<sup>2</sup> при условии, что все отверстия прострелены и имеют длину 0,25 м. То есть площадь фильтрации сокращается в 3,2 раза. Это очень существенно влияет на приток пластового флюида из тонкопоровых карбонатных коллекторов с отсутствием трещинной емкости. Теоретически дебит из рассматриваемого пласта обсаженной скважины будет в 3,2 раза меньше дебита из открытого ствола. Поэтому для увеличения рентабельности разработки и добычи нефти из тонкопоровых низкопроницаемых пластов для получения хорошего дебита пластового флюида очень важно создать максимальную площадь фильтрации его в скважину.

Вскрытие карбонатных поровых пластов по данной технологии имеет и некоторые негативные последствия. Это связано с тем, что вскрытие пластов бурением выполняется на буровом растворе с репрессией на пласт. В результате часть каналов фильтрации блокируется продуктами бурового раствора и в полном объеме эффекта за счет открытого ствола не достигают.

Анализ действующего фонда скважин нефтяных месторождений Припятского прогиба (на 01.01.2019 г.) показал, что имеется более 220 скважин, эксплуатирующих пласты открытыми стволами. Среди них 202 скважины добывающие и 21 – нагнетательная. Около 44 % добывающих скважин работают с дебитами по жидкости меньше 10 т/сут, 19 % – с дебитами в пределах 10–20 т/сут и 37 % – с дебитами, превышающими 20 т/сут. Аналогично 38 % нагнетательных скважин имеют приемистость менее 40 т/сут, 28,6 % – 40–80 т/сут и 33,4 % – более 80 т/сут.

Из приведенных данных видно, что, несмотря на вскрытие пластов рассмотренными скважинами, открытыми стволами, в подавляющем большинстве они относятся к низкодебитному фонду с низкой рентабельностью эксплуатации.

С каждым годом количество скважин, эксплуатирующих карбонатные пласты открытыми стволами, будет увеличиваться, так как для поддержания добычи нефти необходимо будет интенсивно разбуривать пласты и отдельные зоны пластов с трудноизвлекаемыми запасами. В частности, анализ количества новых скважин и боковых стволов, которые заканчиваются в последние годы открытыми стволами показывает, что их количество находится в пределах 18–20 единиц. То есть ежегодно фонд скважин, эксплуатирующих пласты открытыми стволами, увеличивается на 18–20 единиц. Поэтому для обеспечения поддержания добычи, снижения материальных затрат, увеличения темпов отбора трудноизвлекаемых запасов необходимо вводить эти

скважины с максимально возможными дебитами, причем с оптимальными депрессиями на пласт во избежание преждевременного обводнения добываемой продукции. Для решения этой задачи необходимо в каждой скважине с открытым стволом создавать максимально возможную площадь фильтрации пластового флюида. Это возможно, если из открытого основного ствола скважины создавать несколько дополнительных открытых боковых стволов или каверн большого объема путем реализации технологии кислотоструйной проходки таких стволов (кислотоструйного туннелирования) [184], [185]. На рис. 4.31 представлена схема открытого ствола скважины в карбонатном коллекторе с созданными из него путем кислотоструйного туннелирования трех боковых стволов [185], [186]. Как видно из рис. 4.31, за счет создания боковых стволов с применением технологии кислотоструйного туннелирования площадь поступления пластового флюида в скважину увеличивается в несколько раз.

Кроме того, в условиях, когда надо создать боковой ствол небольшой протяженности (10–50 м) в верхнюю невыработанную низкопроницаемую часть пласта, вместо выполнения его с помощью бурения, лучшим вариантом после спуска обсадной колонны является кислотоструйный размыв, так как он исключит кольматацию околоствольной зоны вокруг созданного ствола твердой фазой бурового раствора и позволит создать вместо ствола каверну сбора и накопления пластового флюида с площадью фильтрации в 2–5 раз большей, чем из ствола.

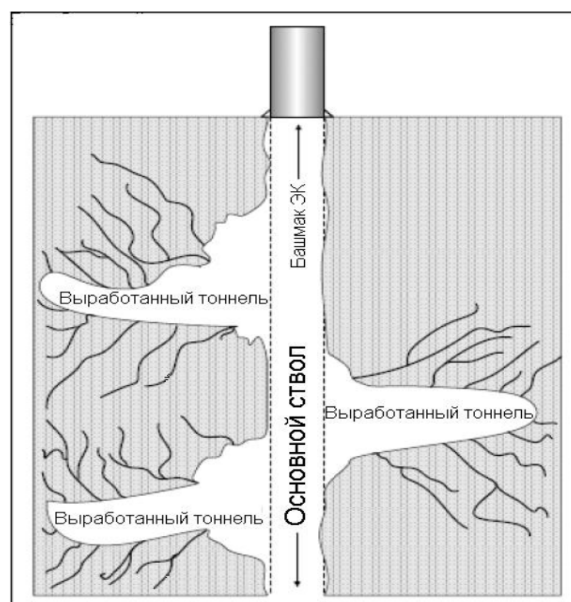


Рис. 4.31. Схема открытого ствола скважины, вскрывшего карбонатный коллектор, с боковыми стволами, созданными с применением технологии кислотоструйного туннелирования

Технология кислотоструйного создания бокового канала (кислотоструйного туннелирования) применяется для карбонатных пород известково-доломитового ряда  $\text{CaCO}_3\text{--CaMg}(\text{CO}_3)_2$ . К данным типам пород относятся породы с содержанием карбонатных минералов более 50 %. В качестве рабочей жидкости применяются 10–20%-е растворы соляной кислоты с добавлением ПАВ, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела фаз «кислотный раствор – нефть», «продукты реакции кислоты с породой – нефть». Выбор необходимого радиуса размываемого бокового канала определяется мощностью пласта, диаметром основного ствола скважины и составом компоновки инструмента, применяемого для реализации технологии.

Опытно-промысловые испытания данной технологии, разработчиком которой является компания Baker Hughes [186], на пластах с карбонатными коллекторами месторождений Пермского края показали хорошие результаты (табл. 4.7). Как видно из данных табл. 4.7, из шести выполненных скважино-операций только в одном случае не получено увеличение коэффициента продуктивности (скв. 460 Озерного месторождения). Успешность работ составила 83,3 %. По скважинам с эффектом получены приросты коэффициента продуктивности от 1,5 (скв. 41 Аптугайского месторождения) до 22 раз (скв. 24 Аптугайского месторождения). Одновременно, по данным гидродинамических исследований, зафиксировано уменьшение такого показателя как скин-фактор (табл. 4.7). Приросты дебитов скважин составили от 11,7 т/сут (скв. 418 Гагаринского месторождения) до 45,8 т/сут (скв. 466 Озерного месторождения) (табл. 4.8). В каждой из скважин было дополнительно к основному открытому стволу выполнено по три боковых ствола с длиной от 2,2 до 24 м (табл. 4.8). При этом на выполнение дополнительных стволов на одну скважино-операцию суммарно израсходовано от 54,4 до 75,3 м<sup>3</sup> 12%-й соляной кислоты с добавлением 5 % уксусной кислоты и ПАВ. Средний объем кислоты на одну скважино-операцию составил 61 м<sup>3</sup>.



Таблица 4.7

**Результаты опробования технологии кислотоструйного туннелирования скважин на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ»**

Номер скважины	Месторождение	Изменение $K_{\text{прод}}$ по жидкости, м <sup>3</sup> /сут/МПа	Изменение скин-фактора
<i>2014 год</i>			
9070	Гагаринское	Увеличение 3,5/17,35	Уменьшение 16,2/-5,9
466	Озерное	Увеличение 2,8/20	Данные не полные -/-3,7
418	Гагаринское	Увеличение 0,83/2,21	Данные не полные -/-1,1
<i>2015 год</i>			
460	Озерное	Снижение 8,1/5,04	Увеличение -2,5/2,7
24	Аптугайское	Увеличение 0,79/17,35	Уменьшение -1,8/-4,3
41	Аптугайское	Увеличение 4,31/6,4	Данные не полные -/-3,7

Таблица 4.8

**Технологическая эффективность работ по кислотоструйному туннелированию скважин, выполненных на объектах ОАО «ЛУКОЙЛ»**

Год	Месторождение	Номер скважины	Пласт	Увеличение коэффициента по данным ГДИ	Прироста дебита нефти, т/сут,	Количество выполненных стволов и их длина, м	Расход кислоты на выполнение работ, м <sup>3</sup>
2014	Гагаринское	418	Т-ФМ	(в 2,7 раза) $K_{\text{прод}}$ до ГТМ – 0,83 м <sup>3</sup> /(сут · МПа) $K_{\text{прод}}$ после ГТМ – 2,21 м <sup>3</sup> /(сут · МПа)	11,7 т/сут	3 ствола по 20 м	75,3

Продолжение табл. 4.8

Год	Месторождение	Но- мер сква- жи- ны	Пласт	Увеличение коэффициента по данным ГДИ	При- роста дебита нефти, т/сут,	Коли- чество выпол- нен- ных ство- лов и их длина, м	Расход кисло- ты на выпол- нение работ, м <sup>3</sup>
	Гагаринское	9070	Т-ФМ	(в 5 раз) $K_{\text{прод}}$ до ГТМ – $3,5 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ $K_{\text{прод}}$ после ГТМ – $17,35 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	30,9 т/сут	1-й СТВОЛ – 7,3 м, 2-й СТВОЛ – 20 м, 3-й СТВОЛ – 2,2 м	61,5
	Озерное	466	Т-ФМ	(в 7,2 раза) $K_{\text{прод}}$ до ГТМ – $2,77 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ $K_{\text{прод}}$ после ГТМ – $20,0 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	45,8 т/сут	1-й СТВОЛ – 24 м, 2-й СТВОЛ – 22 м, 3-й СТВОЛ – 10 м	54,4
2015	Аптугайское	24	Т	(в 22 раза) $K_{\text{прод}}$ до ГТМ – $0,79 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ $K_{\text{прод}}$ после ГТМ – $17,35 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	30,1 т/сут	1-й СТВОЛ – 10 м, 2-й СТВОЛ – 20 м, 3-й СТВОЛ – 16 м	55,7
	Аптугайское	41	Т	(в 1,5 раза) $K_{\text{прод}}$ до ГТМ – $4,31 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ $K_{\text{прод}}$ после ГТМ – $6,4 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	12,7 т/сут	1-й СТВОЛ – 10 м, 2-й СТВОЛ – 8 м, 3-й СТВОЛ – 21 м	59,5

Год	Месторождение	Но- мер сква- жи- ны	Пласт	Увеличение коэффициента по данным ГДИ	При- роста дебита нефти, т/сут,	Коли- чество выпол- нен- ных ство- лов и их длина, м	Расход кисло- ты на выпол- нение работ, м <sup>3</sup>
	Озерное	460	Т-Фм	$K_{\text{прод}}$ до ГТМ – 8,1 м <sup>3</sup> /(сут · МПа) $K_{\text{прод}}$ после ГТМ – 5,04 м <sup>3</sup> /(сут · МПа)	–0,8 т/сут	3 ство- ла по 20 м	54,7

Окупаемость затрат по проведенным ОПР составляет от 1 (скв. 24 Аптугайского месторождения) до 19 месяцев (скв. 418 Гагаринского месторождения). Сравнение технологии увеличения продуктивности скважин с применением кислотоструйного вскрытия со стандартными технологиями, такими как КГРП, кислотная обработка и другими, показывает, что эффективность этой технологии значительно выше.

В условиях карбонатных низкопроницаемых коллекторов и полукolleкторов нефтяных месторождений Республики Беларусь, основываясь на обобщении наиболее передовых знаний в области геологии и развития новых технологий воздействия на пласт, внедрение оборудования и технологии кислотоструйного увеличения продуктивности скважин может дать ощутимый экономический эффект и снижение себестоимости добычи нефти.

Широкое внедрение этой технологии позволит создать резерв ресурса для восполнения невозвратных потерь в добыче нефти на старых месторождениях на длительную перспективу за счет увеличения коэффициента извлечения нефти. Кроме того, увеличение продуктивности скважин за счет увеличения площади фильтрации позволит увеличить охват пласта выработкой, снизить депрессии на пласт, интенсивность нарастания обводненности и повысить рентабельность добычи нефти и эксплуатации скважин.

Для внедрения технологии можно использовать колтюбинговую установку МК30-Т и комплект скважинного оборудования, разработанный СЗАО «Новинка» [187]. Состав компоновки скважинного оборудования представлен на рис. 4.32. Он включает снизу вверх:

- узел с гидромониторными насадками;
- блок инклинометрии;
- отклонитель;
- устройство ориентирования;
- компоновку соединительную;
- соединитель с ГНКТ.

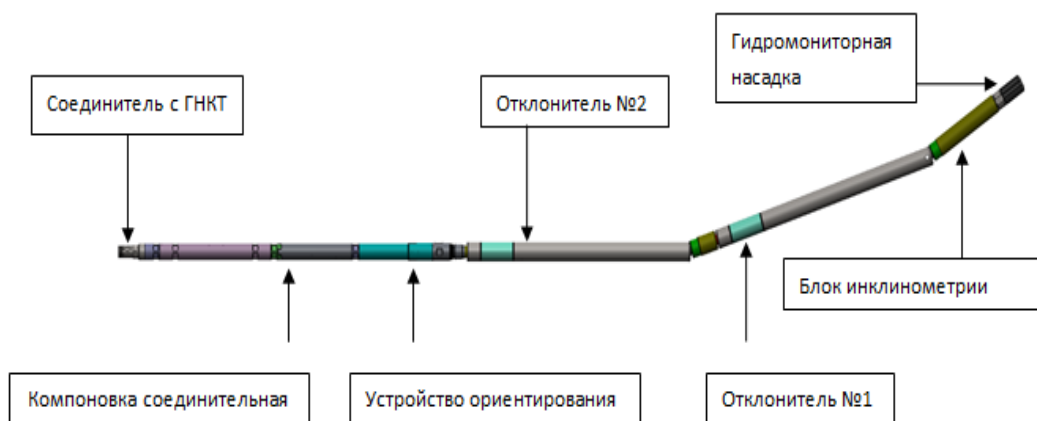


Рис. 4.32. Состав скважинной компоновки для кислотоструйного туннелирования карбонатных пластов

Назначение основных элементов скважинной компоновки следующее:

- Узел с гидромониторными насадками предназначен для формирования струй рабочей жидкости (кислоты) для кислотного намыва каналов. В комплект оборудования входят узлы трех типоразмеров диаметром 54, 64 и 76 мм.

- Блок инклинометрии обеспечивает измерение и запись параметров зенитного и азимутального положения компоновки, а соответственно и траектории создаваемого ствола во встроенную память и возможность чтения данных на поверхности с помощью персонального компьютера или ноутбука через стандартные интерфейсы обмена данных. При работе без блока инклинометрии допускается использовать удлинители длиной 0,5 и 0,8 м.

- Отклонитель предназначен для изменения зенитного угла выходной секции до  $15^\circ$  для выхода из открытого ствола в продуктивный пласт и имеет возможность регулировки угла отклонения на поверхности. Компоновка может применяться в конфигурации как с одним, так и с двумя отклонителями.

- Устройство ориентирования обеспечивает поворот выходной секции вокруг своей оси при сбросе и восстановлении давления. Устройство ориентирования позволяет производить намыв каналов в различных плоскостях, при работе компоновки в конфигурации без ориентатора намыв каналов возможен только в одной плоскости.

- Компоновка соединительная предназначена для разъединения компоновки в случае ее прихвата и невозможности освобождения тяговым усилием инжектора. Активируется шаром диаметром 14 мм. Имеет в своем составе двойной обратный клапан.

- Соединитель с ГНКТ предназначен для жесткого крепления скважинной компоновки к колтюбинговой трубе. Соединение с ГНКТ будет производиться по ее внутреннему диаметру путем выдавливания лунок. В комплекте к соединителю поставляется приспособление по его заделке к ГНКТ.

- Комплект удлинителей. В полный комплект компоновки входят два удлинителя длиной 0,5 и 0,8 м. Удлинители используются при работе без инклинометра или при необходимости осуществления работ в скважинах большого диаметра.

*Технические характеристики компоновки скважинного оборудования:*

- расход жидкости через компоновку, не более, л/мин – 200;
- давление рабочей жидкости не более, МПа – 80;
- максимальный диаметр компоновки (без насадки), мм – 54;
- рабочая жидкость – HCl до 20%-й концентрации;
- диаметр применяемой колтюбинговой трубы, мм – 38,1 или 44;
- максимальное усилие на сжатие, т – 2;
- максимальное усилие на растяжение, т – 3;
- точность инклинометра, град: по зениту –  $\pm 1$ ; по азимуту –  $\pm 5$ .

*Условия работы компоновки скважинного оборудования:*

- максимальная рабочая температура, °C – 120;
- максимальная глубина работы, м – 5000.

*Рабочая среда:*

- содержание H<sub>2</sub>S – до 10 %.
- содержание CO<sub>2</sub> – до 16 %.
- содержание HCl – до 24 %.

*Необходимое оборудование для реализации технологии:*

- колтюбинговая установка МК30-Т;
- колтюбинговая труба диаметром 38,1 или 44 мм из устойчивого к кислотной агрессии материала;

- насосное оборудование (обеспечивающее создание давления до 80 МПа и расход до 200 л/мин);
- емкости для приготовления и хранения рабочих жидкостей;
- внутрискважинная компоновка.

*При реализации технологии кислотоструйного туннелирования должна соблюдаться следующая последовательность операций:*

1. Подготовка скважины к спуску компоновки инструмента в скважину (стандартная для операций по интенсификации притока).
2. Подготовка компоновки инструмента к спуску в скважину.
3. Спуск компоновки на заданную глубину с промывкой при расходах рабочей жидкости (жидкости глушения) не более 40 л/мин.
4. Увеличение расхода рабочей жидкости и активация компоновки.
5. Замена рабочей жидкости в ГНКТ на кислотный раствор.
6. Намыв уступа для первого бокового канала при расходе кислотного состава до 200 л/мин.
7. Размыв первого бокового канала при расходе кислотного состава 120–150 л/мин.
8. Снижение расхода кислотного состава до 30–40 л/мин и выход из размыва канала.
9. Допуск низа компоновки на соответствующую глубину для размыва следующего канала.
10. Увеличение расхода кислотного состава до 200 л/мин и намыв уступа для следующего канала.
11. Размыв следующего бокового канала при расходе кислотного состава 120–150 л/мин.
12. Выполнение работ по п. 8–11 для размыва всех намеченных к созданию каналов.
13. Замена кислотного состава в ГНКТ на рабочую жидкость (жидкость глушения).
14. Выход из последнего размыва канала.
15. Промывка скважины от продуктов реакции кислотного состава с породой до выхода чистой жидкости глушения на устье скважины.
16. Подъем компоновки инструмента на устье скважины.
17. Спуск в скважину насосного оборудования и запуск в эксплуатацию.

*Преимущества технологии кислотоструйного туннелирования:*

- высокая скорость проходки боковых стволов;
- возможность создания нескольких каналов как на одном, так и на различных уровнях в различных азимутальных направлениях;

- возможность создания боковых каналов в карбонатных пластах небольшой мощности;
- невысокая стоимость оборудования и выполняемых работ;
- небольшие затраты времени на проведение операций;
- отсутствие кольматации околоствольной зоны пласта твердой фазой;
- увеличение на порядок и более площади фильтрации пластового флюида в скважину, а соответственно и дебита скважины.

#### **4.4.2. Увеличение площади дренирования за счет превращения одноствольных скважин в многоствольные**

При выборе технологии интенсификации добычи нефти из скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые коллекторы, важным условием является информация о технико-экономической эффективности планируемых работ. При этом необходимо иметь арсенал технологий, позволяющий по геолого-физическим условиям пласта и техническим особенностям скважины выбрать и обосновать проведение того или иного мероприятия.

Одной из таких технологий в этом арсенале может быть технология интенсификации добычи нефти за счет увеличения площади охвата пласта дренированием путем преобразования одноствольных скважин в многоствольные с применением колтюбингового бурения. Преобразование одноствольных скважин в многоствольные с использованием колтюбинговой техники осуществляется главным образом с целью отхода от зоны загрязнения коллектора, возникшей при бурении первого ствола. При этом разветвленные стволы улучшают не только условия вскрытия продуктивного пласта, но и значительно увеличивают зону дренирования.

Анализ результатов гидродинамических исследований показывает, что в низкопроницаемых коллекторах зона дренирования пласта вокруг ствола скважины не превышает первых десятков метров. В то же время расстояние между скважинами составляет 400–500 м и более. Поэтому главная задача создания многоствольных скважин из одноствольной – максимальное увеличение зоны дренирования в межскважинном пространстве.

Технология бурения дополнительных стволов из одноствольной скважины с использованием колтюбинговой техники и превращения

ее в многоствольную 1–2-го уровня сложности по классификации ТАМЛ опробована на ряде скважин [188]–[190].

Общий порядок работ при бурении дополнительных стволов из одноствольной скважины с использованием колтюбинговой техники следующий. С помощью буровой установки АП-80 в основном стволе устанавливается мостовая пробка, служащая опорой для клинового отклонителя. Прорезается щелевидное «окно» в обсадной колонне основного ствола. После этого производится демонтаж АП-80 и монтаж колтюбинговой установки МК-30Т. Осуществляется направленное бурение первого бокового ствола и демонтаж колтюбинговой установки МК-30Т. Монтируется АП-80, выполняются геофизические работы и освоение первого бокового ствола. Извлекается клиновой отклонитель и несколько выше устанавливается вторая мостовая пробка, служащая опорой для клинового отклонителя. Прорезается второе щелевидное «окно» в колонне основного ствола. После этого производится демонтаж АП-80 и монтаж колтюбинговой установки МК-30Т. Осуществляется направленное бурение второго бокового ствола и демонтаж колтюбинговой установки МК-30Т. Монтируется АП-80, выполняются геофизические работы и освоение второго бокового ствола. Извлекается клиновой отклонитель и разбуриваются верхняя и нижняя мостовые пробки, после чего производится освоение всей скважины.

Для выполнения данных работ применяли системы направленного бурения СНБ89-76М производства СЗАО «Новинка», включающие телесистему с кабельным каналом связи и устройство для поворота КНБК.

Целесообразность колтюбингового бурения дополнительных стволов обусловлена двумя основными обстоятельствами:

– затраты на колтюбинговое бурение двух боковых стволов общей длиной 200–400 м обычно в 1,5–2 раза ниже затрат на бурение бокового ствола по стандартной технологии;

– геологические и промысловые задачи решаются быстрее при колтюбинговом бурении, чем при бурении бокового ствола скважины по стандартной технологии.

Выбор объектов колтюбингового бурения осуществляется исходя из обеспечения ряда геолого-технических требований к скважинам-кандидатам, предназначенным для колтюбингового бурения.

В настоящее время применение колтюбинговой техники в Припятском прогибе при строительстве многоствольных и многозабойных скважин сопряжено с определенными ограничениями:



– ограничением глубины скважины, связанное с длиной БДТ диаметром 50,8 мм (около 3650 м), которая используется для колтюбингового бурения, и необходимостью наличия неиспользуемого запаса 250 м трубы на барабане. Запасная длина БДТ предназначена для заполнения первого ряда барабана колтюбинговой установки МК-30Т, а также для обеспечения компенсации увеличения длины скважины в случае ее отклонения от заданной траектории;

– ограничением типа забоя – только в виде открытого ствола. Имеющаяся колтюбинговая установка МК-30Т не позволяет осуществлять крепление скважины, так как конструктивно отсутствует спускоподъемный комплекс для обсадных труб. Для решения поставленных выше задач с применением колтюбингового бурения и крепления боковых стволов производятся специализированные гибридные установки. По рассматриваемой технологии боковые стволы могут быть проведены лишь в совместимых условиях бурения, так как не имеется возможности перекрытия интервала с несовместимыми условиями бурения обсадными трубами. В связи с этим колтюбинговое бурение в настоящее время осуществляется только в межсолевых отложениях;

– ограничением минимальной мощности от точки забуривания до кровли продуктивных отложений для обеспечения отхода бокового ствола от основного ствола (в настоящий момент около 120 м). С имеющейся техникой имеется возможность обеспечить максимальную интенсивность набора зенитного угла не более 5–6 град/10 м. Схема бурения разветвленных скважин с использованием колтюбинговой техники и отходы от основного ствола представлена на рис. 4.33;

– ограничением по геологическим условиям и состоянию ствола скважины для обеспечения его проводки без осложнений. В случае возникновения технологического нарушения, связанного с прихватом инструмента, работы по его ликвидации могут быть нерезультативными ввиду отсутствия возможности вращения безмуфтовой длинномерной трубы и низким пределом допустимой растягивающей нагрузки на нее.

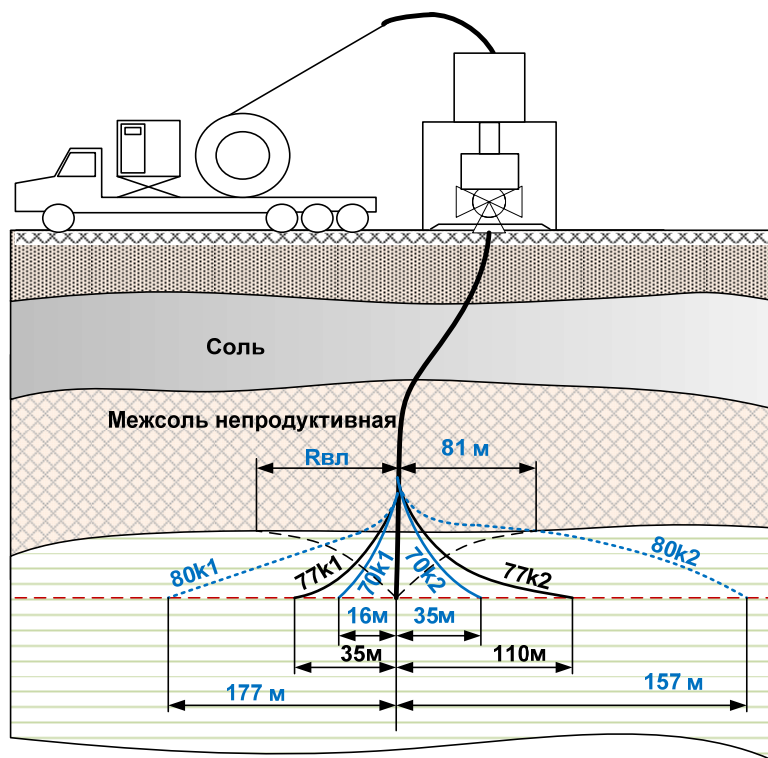


Рис. 4.33. Схема бурения разветвленных скважин с использованием колтюбинговой техники и отходы от основного ствола

Перспективы и расширение области применения колтюбингового бурения многозабойных скважин связаны со следующими технологиями:

- бурением с депрессией на продуктивный пласт с целью уменьшения отрицательного воздействия буровых растворов на призабойную зону продуктивного пласта и повышения величины коэффициента нефтеотдачи пластов, в отличие от традиционно применяемой в настоящее время технологии вскрытия продуктивных пластов при репрессии. Кроме этого за счет данной технологии расширяется область применения колтюбингового бурения многозабойных скважин в пластах с пониженными пластовыми давлениями;

- бурением по короткому радиусу искривления ствола скважины с использованием шарнирных ВЗД и КНБК, что позволит значительно сократить минимальную мощность до 30 м от точки забуривания до кровли продуктивных отложений для обеспечения отхода бокового ствола от основного ствола.

Полученный опыт превращения одноствольных скважин в многоствольные позволяет сделать вывод о важности организации комплексного подхода, учитывающего всю многоплановость буровых ра-

бот, эксплуатации скважин, разработки залежей, поскольку данная технология включает целый ряд всевозможных аспектов бурения и эксплуатации для эффективности внедрения данной технологии с целью интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых пластов.

Интенсификация добычи нефти из низкопроницаемых пластов бурением боковых стволов с колтюбинга зависит от их качественного вскрытия, а также от снижения вероятности осложнений при заканчивании скважин. Эти факторы определили курс на развитие технологии колтюбингового бурения скважин на депрессии [190].

Для реализации этой технологии мировые лидеры нефтесервисного рынка сегодня используют крупные дорогостоящие комплексы оборудования, позволяющие выполнять работы в широком спектре геолого-технических условий различных регионов планеты. Традиционно в состав таких универсальных комплексов входит:

- противовыбросовое оборудование для спуска КНБК в скважину под давлением;

- устьевое основание, адаптированное к работе с соответствующим ПВО и внутрискважинным оборудованием;

- циркуляционная система, позволяющая разделять многофазный поток скважинного флюида на составляющие фазы и утилизировать их должным образом (трех-, четырехфазный сепаратор, факельная установка, парк емкостей, система удаления твердой фазы);

- внутрискважинное оборудование (колтюбинговая КНБК, оснащенная, как минимум, датчиком забойного давления, оборудование для заканчивания скважины);

- насосно-компрессорная группа оборудования;

- измерительные устройства и элементы автоматики.

Такое оборудование является достаточным, но не всегда необходимым для выполнения работ по колтюбинговому бурению на депрессии в конкретных геолого-технических условиях. Исходя из этого положения, разработана и успешно апробирована технология колтюбингового бурения на депрессии для условий продуктивных пластов месторождений Республики Беларусь, которые находятся на поздней стадии разработки и характеризуются значительной истощенностью запасов и низкой энергетикой.

Разработанная технология колтюбингового бурения на депрессии была адаптирована и успешно испытана при строительстве бокового ствола на скважине 143s2 Ю-Сосновская, геолого-технические условия которой приведены на рис. 4.34.

Технологическая схема строительства бокового ствола была следующей:

1) бурение бокового ствола до кровли продуктивного пласта проводилось с помощью традиционной буровой установки с последующим спуском и цементированием хвостовика  $\varnothing 102$  мм;

2) после цементирования хвостовика перевели скважину на дегазированную нефть, выполнили демонтаж буровой установки и монтаж оборудования для колтюбингового бурения на депрессии;

3) вскрытие пласта на депрессии производили долотом  $\varnothing 83$  мм с последующим демонтажем колтюбинга;

4) выполнили монтаж подъемного агрегата, спуск подземного оборудования.

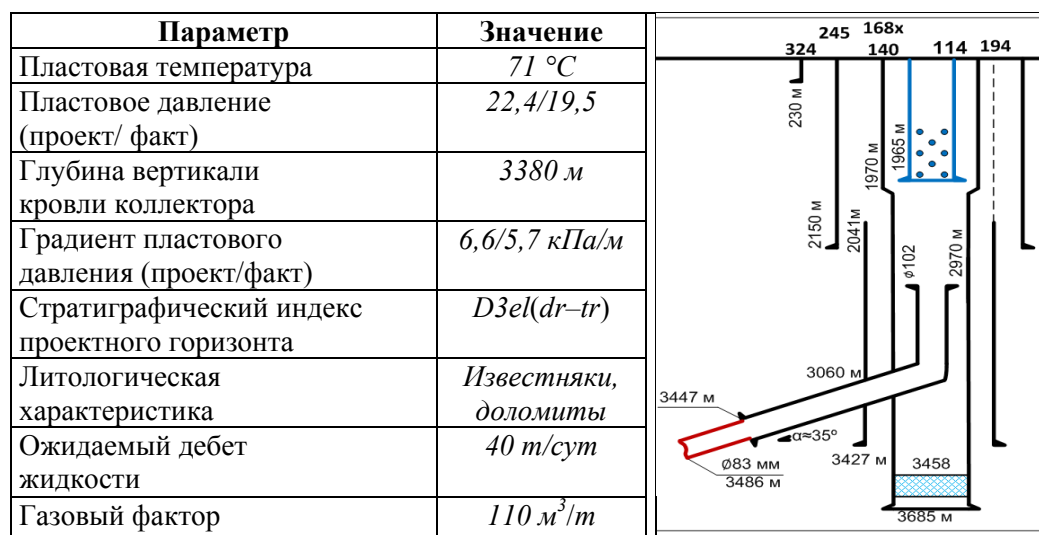


Рис. 4.34. Геолого-технические условия скважины 143s2 Южно-Сосновского месторождения

При планировании работ первоочередной задачей являлось определение технической возможности создания заданной регулируемой депрессии на пласт исходя из условий обеспечения оптимальной работы винтового забойного двигателя (ВЗД) и работы двух азотных компрессоров при их полной нагрузке. Для этого была использована компьютерная гидродинамическая модель многофазного потока, построенная на базе фундаментальных законов движения газожидкостной смеси (ГЖС). Построенная модель позволяет определять:

– схему распределения давления по стволу скважины при различных режимах работы насосно-компрессорного оборудования с учетом типа и параметров используемых фаз;

– схему распределения давления по стволу скважины как при закачке ГЖС непосредственно в безмуфтовую длинномерную трубу (БДТ), так и при использовании газлифтного подъемника;

– требуемое противодействие на устье скважины и другие параметры процесса при вскрытии пласта на депрессии.

С учетом того, что перед работами ставились не только геологические, но и исследовательски-технологические цели, было принято обоснованное моделью решение об использовании газлифтного подъемника для создания депрессии на пласт. Для этого с использованием традиционной буровой установки в скважину была спущена лифтовая колонна, представленная трубами НКТ  $\varnothing$  114 мм (рис. 4.34).

После демонтажа традиционной установки оборудование для колтюбингового бурения на депрессии было смонтировано на площадке скважины размером 60 x 60 м, согласно проектной схеме обвязки, разработанной исходя из следующих условий:

– герметизации устья скважины с обеспечением прямого гидравлического доступа как к большому, так и к малому затруб (большой затруб – между эксплуатационной и лифтовой колоннами, малый – между БДТ и лифтовой колонной);

– возможности глушения скважины различными методами в случае возникновения осложнений;

– возможности создания прямой и обратной циркуляции ГЖС по малому контуру – в интервале установки лифтовой колонны;

– возможности подачи ГЖС непосредственно в БДТ;

– возможности подачи азота в большой затруб при одновременной подаче жидкой фазы бурового агента в БДТ;

– возможности сменной работы насосно-компрессорной группы с сохранением непрерывности процесса;

– отдельной утилизации составляющих фаз в элементах циркуляционной системы;

– соблюдения ТНПА, регламентирующих порядок взаимного расположения оборудования на площадке скважины.

Необходимо отметить, что в соответствии с проектом в обвязке использовалось ПВО, включающее лишь стандартный колтюбинговый блок превенторов и перфорационную задвижку, традиционно используемые при колтюбинговом бурении.

Для отделения газа от потока скважинного флюида в обвязку был включен простейший трап-сепаратор объемом 3 м<sup>3</sup>, традиционно используемый при освоении скважин. После сепаратора жидкая фаза со шламом попадала в стандартные технологические емкости, для ее

отстаивания и выделения воды и шлама из нефти, поступающей из пласта, а также подаваемой в скважину в качестве жидкой фазы бурового агента.

Ввиду отсутствия специализированной факельной системы наиболее приемлемым вариантом утилизации смеси пластового газа с азотом в концентрации до 80 % являлось его рассеивание на свече. Для обоснования принятого решения было использовано специализированное программное обеспечение, позволившее промоделировать процесс рассеивания при различном физико-химическом составе пластового газа, его расходе и концентрации азота. По результатам анализа был определен допустимый дебит газа при расчетной высоте свечи рассеивания, равной 7 м.

Величину депрессии предполагалось определять в том числе исходя из уровня допустимого дебита пластового газа. В случае отсутствия возможности удержания дебита пластового газа в заданном коридоре была предусмотрена возможность аварийного сжигания газа в оборудованном приямке. Свеча рассеивания и факельный приямок были расположены на отдельной обвалованной площадке.

Ввиду отсутствия расходомера для контроля расхода газа на газовой линии непосредственно после сепаратора был установлен датчик давления, который был откалиброван по расходу газа с помощью азотной установки криогенного типа, имеющей расходомер. По результатам калибровки была определена зависимость давления на газовой линии от расхода газа, позволяющая вычислять текущее значение дебита пластового газа с приемлемой для инженерных расчетов погрешностью.

Показания датчика давления поступали на монитор ПК, входящего в состав разработанной и смонтированной на скважине системы сбора данных, позволяющей контролировать значения параметров работы наземного оборудования и используемой КНБК в режиме реального времени (рис. 4.35, табл. 4.9).

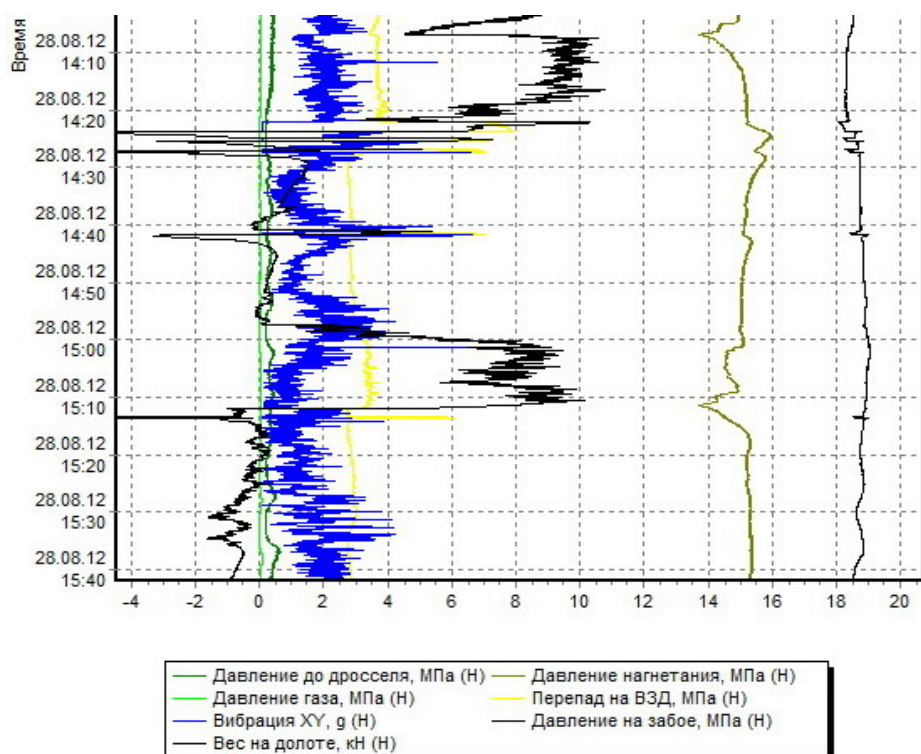


Рис. 4.35. Параметры, контролируемые на мониторе ПК в режиме реального времени

Таблица 4.9

**Параметры, контролируемые с помощью системы сбора данных**

Наземное оборудование	Компоновка низа буровой колонны
Давление нагнетания азота	Осевая нагрузка на долото
Давление нагнетания жидкости	Забойное внутритрубное давление
Давление перед дросселем	Забойное затрубное давление
Давление после дросселя	Забойная температура
Давление газовой линии	Уровень вибрации
Датчики концентрации углеводородов – на устье и на площадке свечи рассеивания	Параметры траектории скважины
	Гамма-активность

После монтажа и проверки работоспособности всего наземного оборудования в скважину с помощью колтюбинга на БДТ Ø 50,8 мм, оснащенной геофизическим кабелем, была спущена следующая КНБК:

- долото типа PDC Ø 83 мм;
- ВЗД ДР-73А (ВНИИБТ);
- СНБ89-76М Ø 76 мм в составе:

- клапан обратный;
- модуль нагрузки;
- модуль ориентации;
- разъединитель электрический и клапан циркуляционный;
- быстроразъемное невращающееся соединение;
- соединитель с БДТ.

Так как участок траектории ствола скважины в пределах продуктивного пласта был запроектирован прямолинейным, то в состав КНБК был включен ВЗД с нулевым углом перекоса осей шпинделя.

По достижении забоя на глубине 3450 м с целью выхода на проектные параметры вскрытия пласта и поддержания депрессии на уровне 1–5 МПа выполнялась эксплуатация газлифтного подъемника в пусковом режиме. Для этого производилась регулировка расходов жидкой и газообразной фаз, а также противодействия на устье скважины с целью достижения и стабилизации забойного давления, которая была достигнута при следующих параметрах:

- расход азота, м<sup>3</sup>/мин – 11;
- расход нефти, л/с – 3;
- давление перед дросселем, МПа – 1;
- забойное давление, МПа – 20.

При указанном режиме работы подъемника было пробурено 5 м горных пород, после чего произошел рост забойного давления до 28 МПа по причине дестабилизации работы газлифта, которая характеризовалась ярко выраженным снарядным (пробковым) режимом течения ГЖС. После повторной стабилизации работы подъемника в прежнем режиме было пробурено еще 8 м горных пород с последующей повторной дестабилизацией подъемника, работа которого характеризовалась крайней непредсказуемостью и хаотичностью. Причиной такой неустойчивой работы являлась инерционность системы, обусловленная прежде всего значительным объемом большого затруба (около 15 м<sup>3</sup>), в который с поверхности нагнетался азот. При прорыве азота через башмак лифтовой колонны из большого затруба в малый происходило снижение давления азота не по всему большому затрубу, а лишь в некоторой его части вблизи башмака. После того как часть большого затруба разряжалась, азот переставал поступать в малый затруб. При этом происходило перераспределение давления азота в большом затрубе как за счет нагнетания в него азота, так и за счет падения давления в малом затрубе при подъеме газовой пачки. Несогласованность процессов в большом и малом затрубах приводила



к нестабильности системы и отсутствию возможности управления процессом. Для стабилизации системы в дальнейшем газлифтный подъемник необходимо оснащать пусковыми муфтами, использование которых хотя и несколько ограничит область его применения, но позволит в полной мере реализовывать преимущества газлифта при бурении на депрессии.

Для продолжения работ по вскрытию пласта на депрессии было принято решение о подаче ГЖС в скважину непосредственно на забой через БДТ. Для обеспечения совместимости внутрискважинного инструмента с азотонасыщенным флюидом в составе КНБК был использован ВЗД с эластомером стойким к взрывной декомпрессии.

После выхода на заданное забойное давление в режиме подачи ГЖС в БДТ при приведенных параметрах (расход азота, м<sup>3</sup>/мин – 15; расход нефти, л/с – 3,0–3,5; давление перед дросселем, МПа – 0–0,5; забойное давление, МПа – 18,5) был возобновлен процесс вскрытия пласта, который характеризовался отсутствием неконтролируемых скачков забойного давления и относительной равномерностью движения потока ГЖС, с сохранением пробкового режима ее течения. Несмотря на то, что равномерность потока ГЖС способствовала более качественной газосепарации, было замечено, что при выходе ГЖС на поверхность находившийся в растворенном состоянии азот, переходя в свободное состояние, диспергирует нефть, «выбивает» из нее мелкие капельки, унося их с собой, что приводит к повышению содержания углеводородов в смеси газов и, соответственно, к изменению условий рассеивания газа на свече. При этом превышения концентрации углеводородов допустимого значения на площадке скважины зафиксировано не было. В последующем для предотвращения поступления капельной жидкости в средства утилизации газа необходимо на входе в газовую линию сепаратора устанавливать фильтр.

Таким образом, в режиме подачи ГЖС в БДТ было пробурено еще 23 м горных пород до глубины 3486 м при следующих параметрах режима бурения:

- осевая нагрузка, кН – 10;
- расход нефти, л/с – 3,0–3,5;
- перепад давления на ВЗД, МПа – 3,8.

Динамика изменения забойного давления при этом приведена на рис. 4.36. Депрессия на пласт составляла 0,5–1,0 МПа с выходом в отдельные периоды на равновесие между забойным и пластовым давлениями.

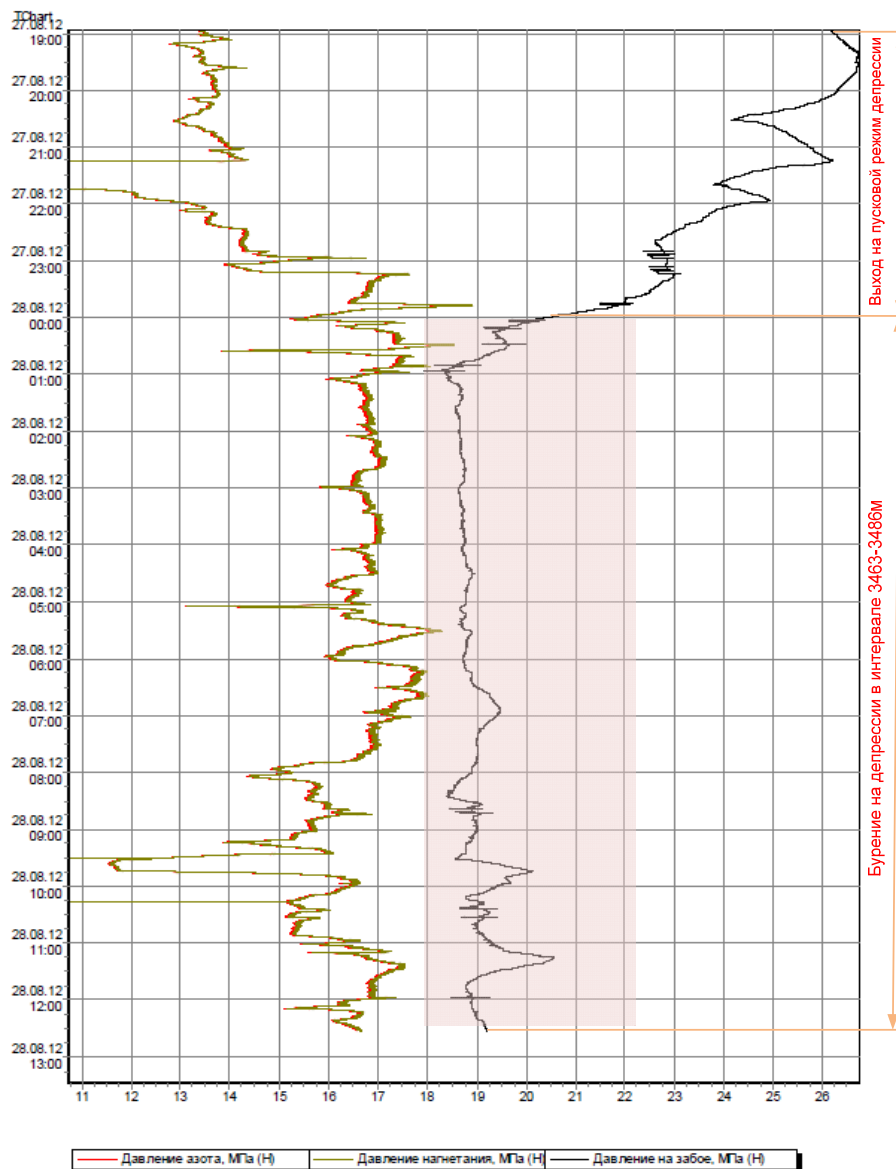


Рис. 4.36. Динамика изменения забойного давления при вскрытии пласта бурением в интервале 3463–3486 м

При бурении с использованием ГЖС каких-либо отклонений в работе ВЗД, влияющих на эффективность проводки ствола, замечено не было. Напротив, механическая скорость бурения увеличилась в 2,5–3 раза по сравнению с базовой и составила 3–4 м/ч, что, скорее, было обусловлено отрицательным дифференциальным давлением в системе «скважина – пласт».

Так как в процессе вскрытия пласта ощутимый приток пластового флюида отсутствовал, была выполнена запись КВД. На рис. 4.37 приведена динамика изменения забойного давления при регистрации КВД.

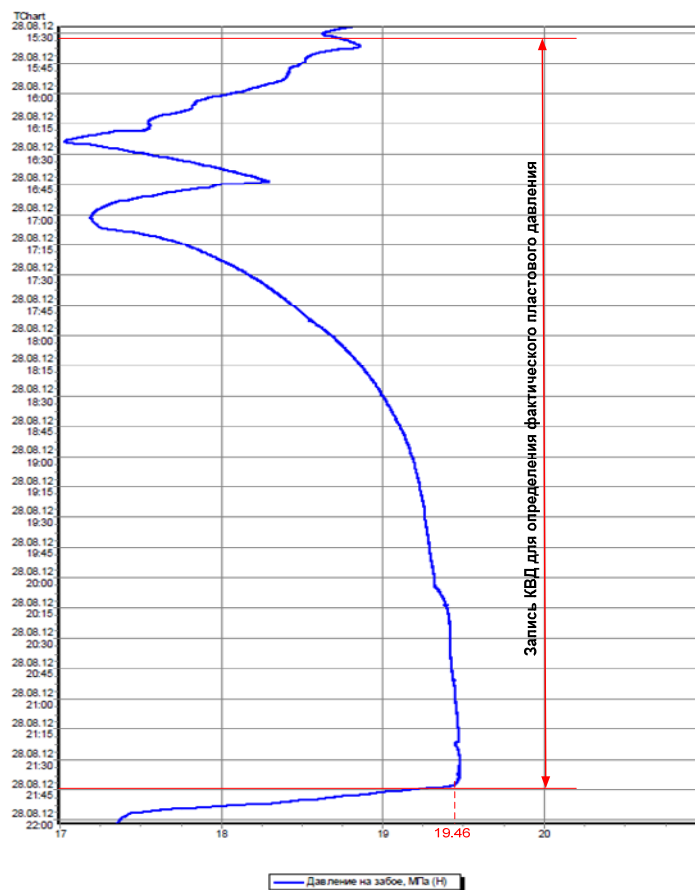


Рис. 4.37. Динамика изменения забойного давления при регистрации КВД в скважине 143s2 Южно-Сосновского месторождения

По результатам регистрации КВД установлено, что пластовое давление находится на уровне 19,5 МПа. Пласт представлен весьма низкопроницаемыми коллекторами с отрицательным значением скин-фактора. Последнее свидетельствует о том, что вскрытие пласта на депрессии позволило сохранить его фильтрационные характеристики.

Основные выводы, полученные в результате опробования колтюбингового бурения на депрессии, следующие:

- работы по колтюбинговому бурению на депрессии можно выполнять без использования специализированного оборудования;
- технология ведения работ и состав парка оборудования по бурению на депрессии не являются жестко регламентированными и определяются конкретными геолого-техническими условиями;
- по результатам бурения было однозначно определено наличие в интервале продуктивного пласта низкопроницаемого коллектора, вскрытие которого на депрессии позволило сохранить его фильтрационные свойства.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При подготовке монографии был использован собственный опыт и материалы, опубликованные авторами в научно-технической литературе, а нормативные документы, которые были разработаны по результатам исследований и внедрения технологий интенсификации добычи нефти на месторождениях Припятского прогиба.

Технологии интенсификации направлены на поддержание и увеличение добычи нефти в процессе разработки месторождений. Разработка нефтегазовых месторождений – сложный технологический процесс, протекающий в условиях постоянно изменяющихся геолого-физических параметров пластов и технико-технологических характеристик скважин. В связи с разработкой изменяются пластовые давления, фальность пород, нефтенасыщенности, фазовые проницаемости, физико-химические свойства нефтей, соотношение проницаемостей призабойной и удаленной зон пластов и пр. В скважинах происходит отложение солей, асфальтосмолопарафиновых отложений, протекают коррозионные процессы, возникают негерметичности, перетоки, аварии. Все перечисленные факторы, при отсутствии их учета, негативно сказываются на технологической эффективности работ по интенсификации добычи нефти. Широкий спектр изменения как начальных геолого-геофизических свойств коллекторов залежей нефти в пределах Припятского прогиба, так и постоянно изменяющиеся текущие геолого-физические характеристики коллекторов и пластовых флюидов в процессе выработки запасов требуют наличия и применения арсенала современных технологий разработки и воздействия на пласт, соответствующих текущим геолого-физическим условиям пластов.

Многолетний опыт по созданию и подбору технологий показал, что решение тех или иных проблем разработки месторождений и добычи нефти целесообразно связывать с соответствующими геолого-

физическими свойствами пластов и техническими возможностями скважин.

Анализ воздействия на пласт в условиях месторождений Припятского прогиба выявил, что каждая из технологий эффективна только в определенных граничных геолого-физических условиях пласта. Широкий спектр геолого-физических условий и постоянное изменение их во времени при разработке залежей требует постоянной разработки и внедрения все более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин – поддержание арсенала эффективных технологий для широкого спектра геолого-физических условий залежей, что является неотъемлемой частью системы разработки месторождений, позволяющей постоянно поддерживать добычу нефти на рентабельных уровнях и достигать высокой конечной нефтеотдачи.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: зарегистрировано в М-ве юстиции Рос. Федерации 19 апр. 2013 г., регистрац. № 28222.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» : утв. Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101 : ред. от 12.01.2015 г.
3. Демяненко, Н. А. Анализ причин погрешности замеров пластового давления в процессе бурения / Н. А. Демяненко, Б. П. Минеев // Геология нефти и газа. – 1985. – № 3. – С. 60–62.
4. Демяненко Н. А. К вопросу корректировки текущих пластовых давлений в точке вскрытия продуктивного пласта скважиной / Н. А. Демяненко, Б. П. Минеев // Геология нефти и газа. – 1987. – № 2. – С. 44–49.
5. Сенкевич, Э. С. Влияние промывочных жидкостей на качество вскрытия продуктивных горизонтов, представленных трещиноватыми коллекторами (на примере месторождений Белоруссии) : дис. канд. техн. наук / Э. С. Сенкевич. – М., 1976. – 155 с.
6. Балакиров, Ю. А. Пути повышения производительности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин в объединении «Белоруснефть» / Ю. А. Балакиров, И. В. Кривоносов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1971. – 69 с.
7. О поглощении промывочной жидкости на площадях Припятской впадины БССР / Э. С. Сенкевич [и др.] // Тр. УкрНИИПНД. – М., 1971. – Вып. 10. – С. 81–85.
8. Михайлов, Н. Н. Изменение физических свойств горных пород в околоствольных зонах / Н. Н. Михайлов. – М. : Недра, 1987. – 152 с.
9. Орлов, Р. И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Р. И. Орлов, А. В. Ручкин, Н. М. Свихнушин. – М. : Недра, 1976. – 88 с.
10. Соловьев, Е. М. Заканчивание скважин / Е. М. Соловьев. – М. : Недра, 1979. – 303 с.
11. Ясашин, А. М. Вскрытие, опробование и испытание пластов / А. М. Ясашин. – М. : Недра, 1979. – 344 с.
12. Выжигин, Г. В. Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на их продуктивность / Г. В. Выжигин // Совершен-

ствование процессов бурения скважин и нефтеотдачи. – Куйбышев, 1984. – С. 25–37.

13. Сидоровский, В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В. А. Сидоровский. – М. : Недра, 1978. – 256 с.

14. Винарский, М. С. Влияние свойств бурового раствора на состояние призабойной зоны продуктивного пласта / М. С. Винарский, В. К. Муратов, С. И. Петров // Нефтяное хоз-во. – 1977. – № 5. – С. 30–34.

15. Касперовский, Б. В. Проникновение твердой фазы глинистых растворов в пористую среду / Б. В. Касперовский // Нефтяное хоз-во. – 1971. – № 9. – С. 30–32.

16. Демяненко, Н. А. Оценка качества вскрытия продуктивных горизонтов месторождений БССР по комплексу гидродинамических исследований / Н. А. Демяненко, Б. П. Минеев // Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин : тез. докл. Всесоюз. науч.-техн. конф. – Ивано-Франковск, 1982. – С. 154–156.

17. Демяненко, Н. А. Оценка качества испытания скважин по индикаторным диаграммам / Н. А. Демяненко, Б. П. Минеев // Бурение. – 1982. – № 4. – С. 18–19.

18. Демяненко, Н. А. Разработка технологии вызова притока из карбонатных трещинно-кавернозных пластов (на примере нефтяных месторождений Белоруссии) : дис. ... канд. техн. наук : 040012 / Н. А. Демяненко. – Гомель, 1991. – 198 с.

19. Сухоносков, Г. Д. Испытания необсаженных скважин / Г. Д. Сухоносков. – М. : Недра, 1978. – 279 с.

20. Голф-Рахт, Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т. Д. Голф-Рахт ; пер. с англ. Н. А. Бардиной [и др.] ; под ред. А. Г. Ковалева. – М. : Недра, 1986. – 608 с.

21. Pollard, P. Evaluation of acid treatments from pressure buildup analysis Trans / P. Pollard // AJME. – 1959. – Vol. 216. – P. 38–43.

22. Влияние сапропелевых буровых растворов на фильтрационные свойства продуктивных пластов / И. И. Лиштван [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 1986. – № 12. – С. 22–26.

23. Шмавонянц, В. Ш. Применение сапропелевых буровых растворов в условиях Белоруссии / В. Ш. Шмавонянц, И. И. Лиштван, Л. А. Маркевич // НТИС. Серия «Нефтегазовая геология, геофизика и бурение». – М. : ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 6. – С. 36–38.

24. Иванов, С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам / С. И. Иванов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2006. – 565 с.

25. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко. – М. : Нефть и газ, 1996. – 478 с.
26. Справочник по прострелочно-взрывной аппаратуре / под ред. Л. Я. Фридляндера. – М. : Недра, 1983. – 197 с.
27. Джемалинский, В. Г. Методы вскрытия пласта и некоторые пути повышения их эффективности / В. Г. Джемалинский // Исследования в области технологии и техники добычи нефти : тр. ВНИИ, 1976. – Вып. 54. – С. 39–47.
28. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне / Ю. В. Семенов [и др.]. – М. : Недра, 1983. – 285 с.
29. Соловкина, Н. А. Совершенствование вскрытия продуктивного пласта нефтяной скважиной при создании в нем глубоких каналов / Н. А. Соловкина // Исследования в области технологии и техники добычи нефти : тр. ВНИИ, 1976. – Вып. 54. – С. 22–26.
30. Тульбович, Б. И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б. И. Тульбович. – М. : Недра, 1979. – 199 с.
31. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов. – М. : Недра, 1971. – 312 с.
32. Повжик, П. П. Основные требования к рабочим жидкостям для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко // Недропользование. XXI век. – 2018. – № 2. – С. 88–95.
33. Эффективность технологии создания системы разветвленных дренажных каналов большой протяженности и пути ее совершенствования для повышения эффективности работ / Н. А. Демяненко [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 6. – С. 65–73.
34. Шпуров, И. В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высокими и низкими фильтрационными потенциалами / И. В. Шпуров, А. В. Тудвачев // Нефтяное хоз-во. – 2015. – № 9. – С. 73–77.
35. Использование ЯМР релаксометра в изучении характеристик породы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / В. А. Вавилин [и др.]. – SPE 171173-RU.
36. О влиянии различных реагентов на смачиваемость гидрофобных карбонатных пород / О. М. Сотников [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2016. – № 7. – С. 19–23.
37. Ахметов, Р. Т. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики / Р. Т. Ахметов,



В. Ш. Мухаметшин, В. Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21–25.

38. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа / Н. Н. Михайлов [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2016. – № 7. – С. 80–85.

39. Глущенко, В. Н. Функция полярных неэлектролитов в составе растворителей АСПО / В. Н. Глущенко, В. Г. Рябов, И. А. Юрпалов // Химическая промышленность: Современные задачи техники, технологии, автоматизации, экономики : тез. докл. межрегион. науч.-техн. конф. – Н. Новгород, 1999. – С. 20–21.

40. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины : пат. RU 2070287 : МПК E21B 43/27 / В. Д. Москвин, А. В. Старковский, А. Т. Горбунов, А. А. Боксерман, К. Л. Матвеев, Х. Х. Гумерский, Ф. Х. Галеев. – № 94 94025398 ; заявл. 05.07.1994 ; опубл. 10.12.1996.

41. Способ обработки призабойной зоны : пат. RU 2460872 МПК E21B 43/16 / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, В. А. Шуплецов, Д. А. Кустышев, А. А. Кузьмич, М. А. Сагидуллин. – № 2011123610/03 ; заявл. 09.06.2011 ; опубл. 10.09.2012.

42. Ахметшин, М. А. Об искусственной гидрофобизации пород призабойной зоны добывающих скважин / М. А. Ахметшин // Нефтяное хоз-во. – 2016. – № 1. – С. 73–77.

43. Сафин, С. Г. Особенности технологии комплексной обработки призабойной зоны недонасыщенных нефтью пластов / С. Г. Сафин, С. С. Сафин // Нефтепромысловое дело. – 1994. – № 2. – С. 13–14.

44. Вопросы интенсификации добычи нефти в полимиктовых высокоглинистых коллекторах / В. В. Шелепов [и др.] // Интервал. – 1999. – № 7. – С. 2–6.

45. Рогачев, М. К. Новые химические реагенты и составы технологических жидкостей для добычи нефти / М. К. Рогачев. – Уфа : Гилем, 1999. – 75 с.

46. Атлас природных резервуаров и углеводородов нефтяных месторождений Беларуси Atlas of Belarus oil fields natural reservoirs and hydrocarbons / В. Н. Бескопыльный [и др.] ; под ред. В. Н. Бескопыльного. – Гомель : Сож, 2009. – 216 с. : ил.

47. Геология Беларуси / А. С. Махнач [и др.]. – Минск : Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.

48. Технологии интенсификации притока в карбонатных пластах : СТП 09100.17015.029–2017. – Гомель, 2017. – 67 с.

49. Демяненко, Н. А. Перспективы развития методов воздействия на пласт / Н. А. Демяненко // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 22–24 мая 2002 г. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2003. – С. 472–478.

50. Эффективность технологий воздействия на нефтяной пласт / Н. А. Демяненко [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2004. – № 11. – С. 38–40.

51. Новые композиции кислотных составов и их эффективность при воздействии на пласт / Н. А. Демяненко [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Гомель : БелНИПИнефть, 2001. – Вып. 4. – С. 199–203.

52. Подопригора, Д. Г. Обоснование технологии кислотного освоения высокотемпературных низкопроницаемых коллекторов с повышенной карбонатностью / Д. Г. Подопригора : дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2016. – 123 с.

53. Силин, М. А. Эффективные жидкости для интенсификации нефтедобычи высококарбонатных терригенных коллекторов с повышенными и экстремально высокими температурами / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 3. – С. 16–19.

54. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе / З. Р. Давлетов, М. Д. Пахомов, М. К. Мурзатаева, В. Ю. Дингес ; науч. рук. Л. А. Магадова / РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М., 2012. – 51 с.

55. Глущенко, В. Н. Нефтепромысловая химия : в 5 т. / В. Н. Глущенко. – М. : Интерконтакт наука, 2010. – Т. 4. Кислотная обработка скважин. – 703 с.

56. Поспелов, В. В. Некоторые особенности разработки залежей нефти в цеолитсодержащих породах фундамента / В. В. Поспелов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008 (3). – 10 с. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru>.

57. Особенности кислотного воздействия на гранитоиды фундамента месторождения Белый Тигр / Г. Н. Белянин [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2001. – № 1. – С. 45–51.

58. Гидрофобизация пород ПЗП как метод увеличения дебитов скважин и уменьшение обводненности добываемой жидкости / А. Ш. Газизов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2005. – 12 с. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

59. Литвин, В. Т. Теоретические аспекты и опыт проведения работ по интенсификации притока нефти на коллекторах баженовской свиты / В. Т. Литвин, А. А. Рязанов, А. Р. Фарманзаде // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 5. – С. 24–29.

60. Литвин, В. Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки : дис. ... канд. техн. наук / В. Т. Литвин. – СПб., 2016. – 131 с.

61. Способ обработки призабойной зоны скважины : пат. RU 2467164 : МПК E21B 43/27 C09K 8/74 / И. М. Насибулин, С. В. Шаболкин, И. Н. Базилевский, С. Л. Гусев, Н. З. Галлямов, Б. А. Баймашев ; заявка 2010122376/03 от 01.06.2010 ; опубл. 20.11.1012.

62. Кислотный состав для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов с высокой карбонатностью и способ кислотной обработки призабойной зоны пласта с его применением : пат. RU 2407769 : МПК E21B 43/27 C09K 8/74 / Л. А. Магадова, М. А. Силин, Е. Г. Гаевой, М. И. Рудь, М. Д. Пахомов, М. М. Мухин, В. В. Понамарева ; заявка 2009133055/03 от 03.09.2009 ; опубл. 27.12.2010.

63. Технологии интенсификации притока нефти из терригенных коллекторов : СТП 09100.17015.035–2011 ; РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2011. – 43 с.

64. Пестриков, А. В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А. В. Пестриков, М. Е. Политов // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 529–562.

65. Опыт проведения направленной кислотной обработки карбонатных коллекторов с использованием самоотклоняющейся кислотной системы / Д. В. Ткачев [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 5. – С. 21–25.

66. Комисаров, А. И. Об эффективности пенокислотных обработок призабойной зоны пласта / А. И. Комисаров, В. А. Яровой // Нефтепромысловое дело. – 1979. – № 8. – С. 27–29.

67. Амиян, А. В. Освоение скважин с применением пен / А. В. Амиян // Нефтепромысловое дело. – 1979. – № 11. – С. 18–20.

68. Амиян, В. А. Физико-химические методы повышения производительности скважин / В. А. Амиян, В. С. Уголев. – М. : Недра, 1970. – 279 с.

69. Бекетов, С. Б. Технология интенсификации приток углеводородов путем репрессивно-депресссионного воздействия на призабойную зону пласта при капитальном ремонте скважин / С. Б. Бекетов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 47–50.

70. Семенков, В. С. Перспективы применения двухфазных систем для воздействия на призабойную зону скважин с целью увеличе-

ния интенсификации углеводородов / В. С. Семенов, Д. В. Ткачев // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Гомель, 25–27 мая 2011 г. – Гомель : Полеспечать, 2012. – С. 517–524.

71. Боксерман, А. А. Применение интегрированной технологии на основе пенных систем для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти / А. А. Боксерман [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2008. – № 8. – С. 56–59.

72. Технологии интенсификации притока и их эффективность / Н. А. Демяненко [и др.] // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Белоруссии и пути их решения : материалы науч.-практ. конф. – Гомель, 2002. – С. 479–484.

73. Технологии интенсификации притока и их технико-экономическая эффективность / Н. А. Демяненко [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 ч. – Гомель : БелНИПИнефть, 2004. – Вып. 5, ч. 2. – С. 31–37.

74. Демяненко, Н. А. Реагенты и технологии воздействия на пласт в условиях карбонатных и терригенных пластов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / Н. А. Демяненко, М. Ф. Кибаш, В. В. Шкандратов // Разработка, производство и применение химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности : материалы Всерос. науч.-практ. конф. / каф. РГУ НГ им. Губкина. – М., 2002. – С. 81–85.

75. Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки / П. П. Повжик [и др.] // Недропользование. XXI век. – 2017. – № 6 (69). – С. 38–47.

76. Яценко, И. Г. Статистический анализ качества трудноизвлекаемых нефтей / И. Г. Яценко, Ю. М. Полищук // Изв. Том. политехн. ун-та. – 2015. – Т. 326, № 4. – С. 56–66.

77. Сучков, Б. Н. Солянокислотные обработки скважин в динамическом режиме / Б. Н. Сучков // Нефтяное хоз-во. – 1987. – № 6. – С. 52–55.

78. Сучков, Б. М. Интенсификация работы скважин / Б. М. Сучков. – Москва–Ижевск : Регуляр. и хаотич. динамика ; Ин-т компьютер. исслед., 2007. – 612 с.

79. Шпонько, А. И. Выбор рационального времени для проведения ОПЗ скважин / А. И. Шпонько // Вопросы вскрытия и разобщения продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень, 1983. – С. 57–59.

80. Исследование влияния объемов реагента на успешность работ по кислотному воздействию на призабойную зону пласта / Р. А. Булатов [и др.] // Совершенствование технологии строительства в западной Сибири. – Тюмень, 1985. – С. 79–83.

81. Минеев, Б. П. Практическое руководство по испытанию скважин / Б. П. Минеев, Н. А. Сидоров. – М. : Недра, 1981. – 280 с.

82. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах : РД-39-1-442–80. – М. : ВНИИ, 1980. – 243 с.

83. Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов нефти / Ю. В. Вадецкий [и др.]. – М. : Недра, 1973. – 136 с.

84. Шалинов, В. П. Особенности технологии кислотных обработок в скважинах с низкопроницаемыми коллекторами / В. П. Шалинов, П. М. Южанинов, А. А. Мусатов // Исследование процессов бурения скважин, добычи и подготовки нефти в условиях Пермского Прикамья. – М., 1985. – С. 33–39.

85. Минеев, Б. П. Некоторые методы воздействия на призабойную зону скважин / Б. П. Минеев, П. И. Челпанов, М. С. Вечерская // ТНТО. Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1976. – 44 с.

86. Багиров, К. Г. Методы определения режимно-технологических параметров обработки пласта при воздействии на призабойную зону поисково-разведочных скважин с АВПД / К. Г. Багиров, А. А. Гукасян, С. А. Алиева // Вопросы бурения глубоких нефтяных и газовых скважин в Азербайджане. – Баку, 1985. – С. 65–70.

87. Туров, Н. И. Определение градиента давления гидравлического разрыва пласта по результатам солянокислотной обработки / Н. И. Туров // НТИС. Серия «Нефтегазовая геология, геофизика и бурение». – М. : ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 10. – С. 40–47.

88. Демяненко, Н. А. Учет петрофизических характеристик пластов при воздействии на них растворами соляной кислоты / Н. А. Демяненко, А. А. Пахольчук, Б. П. Минеев // Геология нефти и газа. – 1990. – № 10. – С. 29–32.

89. Дементьев, Л. Ф. Применение математической статистики в нефтепромысловой геологии / Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов. – М. : Недра, 1977. – 255 с.

90. Мирзаджанзаде, А. Х. Математическая теория в добыче нефти и газа / А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова. – М. : Недра, 1977. – 228 с.

91. Мирзаджанзаде, А. Х. Анализ и проектирование показателей бурения / А. Х. Мирзаджанзаде, Н. А. Сидоров, С. А. Ширинзаде. – М. : Недра, 1976. – 237 с.

92. Соломатин, Г. И. Прогнозирование работы скважин с помощью искусственных нейронных сетей / Г. И. Соломатин, А. З. Захарян, Н. И. Ошкарин // Нефтяное хоз-во. – 2002. – № 10. – С. 92–98.

93. Усовершенствованный подход к проведению блочно-факторного анализа разработки // О. Ю. Савельев [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2014. – № 10. – С. 74–77.

94. Методическое руководство по выбору объектов для проведения методов воздействия на призабойную зону. – М. : ВНИИ, 1974. – 106 с.

95. Демяненко, Н. А. Прогнозирование эффективности и качества технологий заканчивания скважин по технико-технологическим характеристикам / Н. А. Демяненко, В. И. Балыкин, В. А. Санников // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Гомель, 1997. – Вып. 2. – С. 123–128.

96. Демяненко, Н. А. Прогнозирование успешности проведения планируемых ГТМ по интенсификации притока с помощью статистической процедуры распознавания образов / Н. А. Демяненко, В. А. Санников, И. А. Байгола // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Гомель, 1999. – Вып. 3. – С. 210–217.

97. Демяненко, Н. А. Применение статистических методов для планирования работ по интенсификации притока / Н. А. Демяненко, В. А. Санников, И. А. Байгола // Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998–2005 гг. : материалы конф., Ноябрьск. – М., 1998. – С. 172–180.

98. Максutow, Р. А. Промысловые и лабораторные эксперименты по закачке воды при переменном давлении нагнетания на устье / Р. А. Максutow, С. А. Валиуллин // РНТС. Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1973. – Вып. 11. – С. 20–21.

99. Нургалеев, Р. М. Исследование влияния частоты гидравлических ударов на изменение коэффициента проницаемости керна / Р. М. Нургалеев, Р. Г. Шагиев, Р. Я. Кучумов // Тр. Уфим. нефтяного ин-та. – Уфа : Башк. кн. изд-во, 1972. – С. 144–148.

100. Янтурин, А. Ш. Влияние обсадной колонны, цементного камня и перфорационных отверстий на распространение акустических и гидродинамических волн / А. Ш. Янтурин ; БашНИПИнефть. – Уфа, 1987. – С. 34–57. – Деп. в ВНИИОЭНГ 13.03.87, № 1388-НГ 87 // Технология добычи, сбора и подготовки нефти.

101. Янтурин, А. Ш. Выбор частот при вибрационном воздействии на призабойную зону пласта / А. Ш. Янтурин, Р. Ш. Рахимкулов, Н. Ф. Кагарманов // Нефтяное хоз-во. – 1986. – № 12. – С. 40–42.

102. Габдрахимов, М. С. О распространении гидроакустических колебаний жидкости в условиях скважины / М. С. Габдрахимов, А. Ю. Архипенко, М. Ю. Хабибуллин ; Уфим. нефтяной ин-т. – Уфа, 1987. – 11 с. – Деп. в ВНИИОЭНГ, № 1497-НГ 87.

103. Кутляров, В. С. Оценка затухания волн давления при циклическом воздействии на трещиновато-пористые пласты / В. С. Кутляров, Е. Ю. Черняк ; ВНИИ. – М., 1981. – 8 с. – Деп. в ВНИИОЭНГ, № 965-НГ 81.

104. Сиятский, В. С. Исследование передачи импульса давления от устья на забой при обработке скважин методом переменных давлений / В. С. Сиятский // Тр. СевКавНИПИнефть. – 1967. – Вып. 2. – С. 255–259.

105. Шищенко, Р. И. Гидравлика промысловых жидкостей / Р. И. Шищенко, Б. И. Есьман, П. И. Кондратенко. – М. : Недра, 1976. – 294 с.

106. Овнатанов, Г. Т. Вскрытие и обработка пластов / Г. Т. Овнатанов. – М. : Недра, 1970. – 213 с.

107. Демяненко, Н. А. Эффективность применения метода переменных давлений при вызове притока из пласта / Н. А. Демяненко, Б. П. Минеев // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. – № 6. – С. 51–55.

108. Освоение и повышение продуктивности скважин Западной Сибири высокими многократными депрессиями. / В. А. Афанасьев [и др.] // Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1987. – Вып. 9 (138). – 50 с.

109. Антоненко, Н. М. О механизме действия виброударных волн при очистке призабойной зоны пласта / Н. М. Антоненко, С. Г. Просвилов. – М., 1985. – 10 с. – Деп. в ВНИИОЭНГ, № 1184-НГ 85.

110. Способ декольматации околоствольной зоны трещинно-кавернозных пластов : а. с. СССР 1266272.

111. Внедрение струйных насосов в процессах нефтедобычи на месторождениях ПО «Белоруснефть» / В. И. Балыкин [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / БелНИПИнефть. – Гомель : БелНИПИнефть, 1999. – Вып. 3. – С. 179–188.

112. Производство работ с использованием струйных насосов : СТП 09100.17015.073–2012. – Гомель, 2012. – 35 с.

113. Санников, В. А. Опыт работы по интенсификации притока в скважинах Вынгаяхинского и Вынгапуровского месторождений / В. А. Санников, А. И. Стрешинский, Н. А. Демяненко // Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998–2005 гг. : материалы конф., Ноябрьск, 1–4 дек. 1997 г. – М. : ВНИИОЭНГ ; 1998. – С. 197–206.

114. Внедрение струйных насосов для интенсификации притока и освоения из бездействия добывающих скважин ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / В. А. Санников [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Гомель : БелНИПИнефть, 1999. – Вып. 3. – С. 189–198.

115. Устройство для освоения, обработки и исследования скважин : пат. RU 2334871 : МПК E21B 43/25 / В. И. Родионов, Н. А. Демяненко, В. Г. Пысенков ; заявка 2007100593/03 от 09.01.2007 ; опубл. 27.09.2008.

116. Устройство для освоения, обработки и исследования скважин : пат. ВУ 11747 : МПК E21B 49/00 / В. И. Родионов, Н. А. Демяненко, В. Г. Пысенков ; заявка а 20060889 от 08.09.2006 ; опубл. 30.04.2008.

117. Ткачев, Д. В. Применение струйных аппаратов новых конструкций для освоения и интенсификации притока скважин на месторождениях Припятского прогиба / Д. В. Ткачев, А. И. Гавриленко, В. И. Родионов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса – № 6. – 2009. – С. 68–71.

118. Демяненко, Н. А. Особенности технологии промыслово-геофизических исследований пластов на притоке с применением комплекса оборудования на базе струйного насоса / Н. А. Демяненко, В. И. Родионов, А. В. Серебренников // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 ч. – Гомель : БелНИПИнефть, 2004. – Вып. 5, ч. 2. – С. 54–60.

119. Серебренников, А. В. Исследование пластов на притоке с применением комплекса оборудования на базе струйного насоса / А. В. Серебренников, Н. А. Демяненко, В. И. Родионов // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 4–6 окт. 2006 г. – Гомель : РУП ПО «Белоруснефть», 2007. – С. 553–555.



120. Демяненко, Н. А. Технологии реагентно-импульсного воздействия на пласт / Н. А. Демяненко, А. И. Гавриленко, В. И. Родионов // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 22–24 мая 2002 г. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2003. – С. 490–494.

121. Гавриленко, А. И. Внедрение технологий волнового воздействия на ПЗП в условиях нефтяных месторождений Республики Беларусь / А. И. Гавриленко, Н. А. Демяненко, В. И. Родионов // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 4–6 окт. 2006 г. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2007. – С. 547–552.

122. Применение пульсаторов клапанного типа для повышения эффективности реагентного воздействия на пласт / А. И. Гавриленко [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 ч. – Гомель : Белнипинефть, 2004. – Вып. 5, ч. 2. – С. 38–47.

123. Технологии гидроимпульсного воздействия на пласт : СТП 09100.017015.059–2012. – Гомель, 2012. – 38 с.

124. Применение пакеров при проведении геолого-технических мероприятий в скважинах : СТП 09100.17015.033–2013. – Гомель, 2013. – 28 с.

125. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия / В. П. Дыбленко [и др.]. – М. : Недра, 2000. – 382 с.

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

127. Омельянюк, М. В. Гидравлические генераторы колебаний в нефтегазовом деле / М. В. Омельянюк // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 3. – С. 54–60.

128. Ткачев, Д. В. Разработка оборудования и технологии для кавитационно-импульсного воздействия на пласт в условиях нефтяных месторождений компании «Белоруснефть» / Д. В. Ткачев, А. В. Серебренников, В. М. Ткачев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 63–67.

129. Моделирование гидродинамических процессов при кавитационно-импульсной кислотной обработке нефтедобывающих скважин / Д. В. Ткачев [и др.] // Современные проблемы машиноведения : тез. докл. X Междунар. науч.-техн. конф. (науч. чтения, посвящ. П. О. Сухому), Гомель, 23–24 окт. 2014 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, ОАО «Компания

«Сухой» ; под общ. ред. С. И. Тимошина. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2014. – С. 79–80.

130. Повышение нефтеотдачи пластов вибросейсмическим воздействием на месторождениях Республики Беларусь / А. А. Ляхов [и др.] // Бурение и нефть. – 2006. – № 7/8. – С. 36–39.

131. Использование наземных вибросейсмических источников для воздействия на пласт в условиях восточной части Припятского прогиба / А. А. Ляхов [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 2. – С. 60–64.

132. Опыт использования наземных вибросейсмических источников для воздействия на пласт в условиях месторождений Беларуси. А. В. Серебренников [и др.] // Проблемы нефтегазовой промышленности : сб. науч. тр. – Киев, 2007. – Вып. 5. – С. 281–286.

133. Опытнo-промысловые испытания технологии вибросейсмического воздействия на пласт на нефтяных месторождениях Республики Беларусь / А. В. Серебренников [и др.] // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси : материалы науч.-практ. конф. – Гомель, 2007. – С. 328–332.

134. Галимзянов, М. Н. Распространение волн конечной длительности в цилиндрической трубе, заполненной пузырьковой жидкостью / М. Н. Галимзянов // VI Всероссийская конференция, посвящ. памяти акад. А. Ф. Сидорова : сб. тез., Абрау-Дюрсо, 10–16 сент. 2012. – Абрау-Дюрсо, 2012. – С. 26–27.

135. Повышение продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия / В. П. Дыбленко [и др.]. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 381 с.

136. Накоряков, В. Е. Волновая динамика газа и парожидкостных сред / В. Е. Накоряков, Б. Г. Покусаев, И. Р. Шрейбер. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 248 с.

137. Прачкин, В. Г. Волновые технологии интенсификации добычи нефти / В. Г. Прачкин, А. Г. Галяутдинов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 5. – С. 215–235.

138. Каракетов, А. В. Совершенствование установки ударного внутрискважинного вибросейсмического воздействия на залежь : дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13 / А. В. Каракетов. – Уфа, 2017. – 197 с.

139. Перспективы увеличения годовых объемов добычи нефти в Беларуси / В. С. Войтенко [и др.] // Горная механика и машиностроение. – 2011. – № 3. – С. 5–22.

140. Техника и технология гидроударно-волнового воздействия на прискважинную зону пласта в процессе ремонта скважин в ОАО «Татнефть» / М. М. Аглиуллин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 166–182.

141. Устройство для освоения, обработки и исследования скважин : пат. RU 2650158 : МПК E21B 43/25 / В. В. Шкандратов, Н. А. Демяненко, Д. А. Астафьев, В. М. Ткачев, М. И. Галай, А. С. Голованев, В. С. Гукайло ; заявка 2016150747 от 22.12.2016 ; опубл. 09.04.2018.

142. Иванов, В. А. Система разработки малопродуктивного зонально-неоднородного нефтяного пласта / В. А. Иванов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 8. – С. 5–11.

143. Лутфуллин, А. А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России / А. А. Лутфуллин // Бурение и нефть. – 2009. – № 1. – С. 6–9.

144. Новые технологии для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов Припятского прогиба / Н. А. Демяненко [и др.] // Время колтюбинга, время ГРП. – 2015. – С. 23–31.

145. Распопов, А. В. Влияние геолого-физических условий на эффективность бурения радиальных каналов в околоскважинную зону пласта / А. В. Распопов, С. А. Кондратьев // Нефтяное хоз-во. – 2012. – № 3. – С. 78–79.

146. Новокрещенных, Д. В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края / Д. В. Новокрещенных, А. В. Распопов // Нефтяное хоз-во. – 2014. – № 3. – С. 54–57.

147. Способ вторичного вскрытия продуктивного пласта с формированием системы из протяженных дренажных каналов и устройство для его осуществления : пат. ВУ 16860 : МПК E21B 43/12 / М. И. Галай, Н. А. Демяненко, Д. Л. Третьяков ; заявка а 20100675 от 06.05.2010 ; опубл. 30.12.2011.

148. Устройство для создания глубокопроникающих каналов фильтрации : пат. ВУ 18217 : МПК E21B 43/11 / М. И. Галай, Н. А. Демяненко, Д. Л. Третьяков ; заявка а 20111122 от 19.08.2011 ; опубл. 30.04.2013.

149. Способ вторичного вскрытия продуктивного пласта с формированием системы из протяженных дренажных каналов и устройство для его осуществления : пат. RU 2457318 : МПК E21B 43/11 / М. И. Галай, Н. А. Демяненко, Д. Л. Третьяков ; заявка 2010138800/03 от 20.09.2010 ; опубл. 27.07.2012.

150. Устройство для создания глубокопроникающих каналов фильтрации : пат. RU 2498051 : МПК E21B 43/11 / М. И. Галай, Н. А. Демяненко, Д. Л. Третьяков ; заявка 2012103367/03 от 31.01.2012 ; опубл. 10.11.2013.

151. Способ вторичного вскрытия продуктивного пласта с формированием системы из протяженных дренажных каналов и устройство для его осуществления : пат. ЕАПВ 019699 : МПК E21B 43/11 / М. И. Галай, Н. А. Демяненко, Д. Л. Третьяков ; заявка 201100629 от 14.03.2011 ; опубл. 30.05.2014.

152. Эффективность технологии создания системы разветвленных дренажных каналов большой протяженности и пути ее совершенствования для повышения эффективности работ / Н. А. Демяненко [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 6. – С. 65–73.

153. Свидетельство на товарный знак «СКИФ» № 57486ВУ от 14.01.2016 г.

154. Кобранова, В. К. Петрофизика / В. К. Кобранова. – М. : Недра, 1986. – 390 с.

155. Добрынин, В. М. Петрофизика / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М. : Недра, 1991. – 368 с.

156. Галушкин, Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. – М. : Науч. мир, 2007. – 456 с.

157. Свалов, А. М. Анализ проблем построения кривых капиллярного давления при моделировании пластовых процессов / А. М. Свалов // Нефтяное хоз-во. – 2015. – № 5. – С. 70–73.

158. Максимов, М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М. И. Максимов. – М. : Недра, 1975. – 534 с.

159. Салихов, Р. Ш. Исследование структуры адсорбционного слоя гидрофобных частиц на поверхности твердого тела и его влияние на фильтрацию нефти в пористой среде / Р. Ш. Салихов, Ю. В. Пахарунов // Нефтяное хоз-во. – 2015. – № 5. – С. 74–77.

160. Свалов, А. М. Проблемы добычи нефти и газа. Капиллярные эффекты в подземной гидродинамике. Новые результаты / А. М. Свалов. – М. : Либроком, 2013. – 112 с.

161. Салихов, Р. Ш. Эффект ускорения переноса нефтяных капель при периодической гидрофобизации капилляров / Р. Ш. Салихов, Ю. В. Пахарунов // Естеств. и техн. науки. – 2012. – № 1. – С. 173–175.

162. Опыт внедрения РУП «Производственное объединение «Бе-

лоруснефть» технологии создания сети глубокопроникающих радиальных каналов фильтрации и пути ее развития / Н. А. Демяненко [и др.] // Время колтюбинга, время ГРП. – 2016. – № 1 (55). – С. 50–51.

163. Результаты ОПИ по технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / Н. А. Демяненко [и др.] // Время колтюбинга, время ГРП. – 2016. – № 1 (55). – С. 14–22.

164. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / Р. Р. Галеев [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2013. – № 10. – С. 62–65.

165. История и опыт внедрения многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Газпромнефть» / А. В. Билинчук [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2013. – № 12. – С. 40–43.

166. Техника и технология многостадийного ГРП без ограничения количества открываемых и закрываемых муфт / А. К. Дудаладов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 11. – С. 53–58.

167. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта / П. И. Крюков [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2015. – № 12. – С. 64–67.

168. Эффективность заканчивания горизонтальных скважин в весьма неоднородных низкопроницаемых пластах с применением МГРП и пути увеличения эффективности работ / Н. А. Демяненко [и др.] // Недропользование. XXI век. – 2017. – № 1 (64). – С. 76–85.

169. Демяненко, Н. А. Пути увеличения эффективности заканчивания скважин в низкопроницаемых, весьма неоднородных пластах / Н. А. Демяненко, П. П. Повжик // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения эффективности : сб. докл. Четвертой науч.-практ. конф., посвящ. 20-летию «КогалымНИПИнефть», Тюмень, 24–26 окт. 2016 г. – Тюмень, 2017. – С. 263–275.

170. Гусейнова, Е. Л. Бурение многоствольных скважин с применением технологии RAPID. Геология. Геофизика. Бурение / Е. Л. Гусейнова, Э. М. Гусейнов. – 2018. – Т. 16, № 4. – С. 6–12.

171. Опыт и перспективы развития колтюбинговых технологий в РУП «ПО «Белоруснефть» / М. И. Галай [и др.] // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Гомель, 2012. – С. 336–343.

172. Ориентатор гибкой трубы : пат. ВУ 12238 : МПК E21B 7/00 / М. И. Галай, Н. А. Демяненко, А. И. Лобов, Л. М. Груздилович, В. А. Сушко ; заявка а 20070082 от 29.01.2007 ; опубл. 30.08.2008.

173. Ориентатор гибкой трубы : пат. RU 2355862 : МПК E21B 7/08 E21B 17/20 / М. И. Галай, Н. А. Демяненко, М. Л. Груздилович, А. В. Сушко ; заявка 2007124422/03 от 28.06.2007; опубл. 20.05.2009.

174. Ориентатор гибкой трубы : пат. ВУ 14493 : МПК E21B 7/00 / В. И. Родионов, Н. А. Демяненко, В. П. Чайка, В. Г. Пысенков, А. В. Серебренников, В. С. Семенов, Д. Л. Третьяков ; заявка 20081039 от 04.08.2008 ; опубл. 30.10.2010.

175. Ориентатор гибкой трубы : пат. RU 2398949 : МПК E21B 7/08 / В. И. Родионов, Н. А. Демяненко, В. П. Чайка, В. Г. Пысенков, А. В. Серебренников, В. С. Семенов, Д. Л. Третьяков ; заявка 2009100600/03 от 11.01.2009 ; опубл. 10.09.2010.

176. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. – М. : Недра, 1999. – 212 с.

177. Демяненко, Н. А. Опыт и эффективность проведения гидравлических и кислотных разрывов в карбонатных и терригенных пластах месторождений Республики Беларусь / Н. А. Демяненко, А. В. Серебренников, А. В. Драбкин // Нефтепромысловая химия : материалы V Всерос. науч.-практ. конф. – М., 2010. – С. 66–68.

178. Технологии гидравлического и солянокислотного разрыва пласта и их эффективность в условиях низкопроницаемых залежей нефтяных месторождений Республики Беларусь / Н. К. Карташ [и др.] // Потенциал добычи горных ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Гомель, 2012. – С. 689–700.

179. Economides, M. Unified Fracture Design. Bridging the gap between theory and practice / M. Economides, R. Oligney, P. Valco // Booklink Distribution, 2001. – P. 32–34.

180. Развитие технологий ГРП на терригенных и карбонатных коллекторах Республики Беларусь / Н. А. Демяненко [и др.] // Время колтюбинга. – 2014. – № 4 (50). – С. 44–45.

181. Развитие технологий ГРП на терригенных и карбонатных коллекторах Республики Беларусь / Н. А. Демяненко [и др.] // Время колтюбинга. – 2015. – № 2 (52). – С. 32–38.

182. Влияние азимута проводки скважин и угла входа в пласт на эффективность гидроразрыва пласта на примере боковых стволов

объекта БВ8 Повховского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» / А. В. Бухаров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 35–42.

183. Возможные причины низкой эффективности гидроразрыва пласта при интенсификации притока в весьма низкороницаемых коллекторах месторождений Западной Сибири / Е. Н. Мальшаков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 51–57.

184. Ахкубеков, А. Э., Васильев В. Н. Потенциал применения технологии кислотного туннелирования в карбонатных коллекторах Тимано-Печоры. – SPE 135989. – 7 с.

185. Бугров, В. Повышение продуктивности скважины путем выработки боковых ответвлений при закачке кислоты в заданном интервале. Презентация на конференции SPE, 2016. – 20 с.

186. Создание коротких боковых стволов в карбонатных коллекторах по технологии тоннелирования StimTunnel. Презентация компании Baker Hughes, 2015. – 12 с.

187. Атрушкевич, С. А. Комплект оборудования для кислотоструйного бурения. Техническое предложение / С. А. Атрушкевич, Р. Р. Сибгатуллин. – Минск : Новинка, 2019. – 8 с.

188. Опыт и перспективы строительства многоствольных и многозабойных скважин в РУП «ПО Белоруснефть» / Д. В. Порошин [и др.] // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов : материалы Международ. науч.-практ. конф. – Гомель, 2012. – С. 593–603.

189. Опыт колтюбингового бурения многоствольных скважин на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / Н. А. Демяненко [и др.] // Время колтюбинга. – 2011. – № 4/5 (037). – С. 14–20.

190. Первый опыт колтюбингового бурения боковых стволов на депрессии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / Н. А. Демяненко [и др.] // Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы : материалы 13-й Международ. науч.-практ. конф., 2012. – С. 17.

191. Прострелочные и взрывные работы в скважинах / Н. Г. Григорян [и др.]. – М. : Недра, 1972. – 44 с.

Научное издание

**Демяненко** Николай Александрович  
**Повжик** Петр Петрович  
**Ткачѐв** Дмитрий Викторович

**ТЕХНОЛОГИИ  
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.  
ПЕРСПЕКТИВЫ И НАПРАВЛЕНИЯ  
РАЗВИТИЯ**

**Монография**

Редактор

*Н. Г. Мансурова*

Компьютерная верстка

*И. П. Минина*

Подписано в печать 12.05.21.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.

Ризография. Усл. печ. л. 16,97. Уч.-изд. л. 17,9.

Тираж 100 экз. Заказ № 290/5.

Издатель и полиграфическое исполнение  
Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого.  
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя  
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.  
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель