

Министерство образования РФ

Е.П.Гудков

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

Пермь, 2002

ОГЛАВЛЕНИЕ

стр

Библиография**1. Введение**

Предмет курса. Краткий исторический очерк развития нефтедобывающей промышленности в России и некоторые статистические данные о добыче нефти в мире и РФ.

2. Источники пластовой энергии и её использование при добыче нефти

Напор краевых и подошвенных вод.

Упругость пластовой жидкости, породы и газа- свободного (сжатого) и растворённого в нефти.

Сила тяжести.

Пластовое давление и методы его подсчёта. Приведенное пластовое давление. Величина пластового давления как характеристика пластовой энергии.

Режимы нефтяных месторождений, устанавливающиеся в результате действия природных и искусственных факторов в процессе их эксплуатации. Условия существования, механизм проявления и характеристика режимов с точки зрения обеспечения конечной нефтеотдачи: упругого водонапорного, упругого, газовой шапки (газонапорного), газированной жидкости («растворённого газа»), гравитационного.

Условия перехода от одного режима к другому.

Приток жидкости и газа к скважине и законы распределения давления вокруг скважины – в однородном пласте и в пласте с кольцевой неоднородностью.

3. Технология и техника методов воздействия на залежи нефти..

Необходимость искусственного воздействия на залежь путём поддержания пластового давления (ППД) с целью увеличения темпов и полноты отбора запасов.

Основные методы воздействия на залежь.

ППД закачкой воды как важнейшее средство воздействия на залежь.

Основные характеристики процесса ППД закачкой воды:

- принципы размещения скважин;
- среднее давления на линиях нагнетания и отбора;
- определение объёмов нагнетаемой воды, давления нагнетания и

сроков обводнения рядов скважин.

Системы ППД: водозаборные сооружения, магистральные (низконапорные) водоводы, кустовые насосные станции (КНС), водо- распределительные пункты (ВРП), разводящие (высоконапорные) водоводы, устья нагнетательных скважин.

Учёт и распределение нагнетаемой воды.

Технология и техника использования глубинных вод для ППД закачкой воды.

ППД закачкой газа:

- технология и техника процесса;
- условия эффективного применения;
- методы регулирования процесса и утилизации газа;

- расчёт количества нагнетаемого газа, давления нагнетания и количества нагнетательных скважин.

Тепловое воздействие на пласт:

- закачка теплоносителей (горячая вода, пар);
- энергетические характеристики процесса закачки теплоносителя;
- применяемое оборудование;
- перенос генерации теплоты в пласт;
- внутрипластовое горение; процессы, происходящие в пласте при внутрипластовом горении; схемы процесса, их технологические характеристики и средства осуществления.

Другие методы воздействия на пласт – закачка растворителей углекислоты и т.д.

4. Подготовка скважины к эксплуатации

Конструкция забоев скважин; требования, предъявляемые к ним; преимущества, недостатки и условия применения различных конструкций забоев скважин.

Перфорированный забой как наиболее универсальная конструкция забоев скважин.

Приток жидкости к перфорированной скважине.

Методы перфорации скважин: пулевая, кумулятивная, торпедная, гидropескоструйная, щелевая; техника и технология осуществления.

Освоение и вызов притока в добывающих скважинах :-

- методы освоения;
- гидравлические расчёты процесса освоения при замене тяжёлой жидкости лёгкой и при компрессорном способе;
- техника и технология осуществления процесса освоения скважин с высоким и низким пластовым давлением.

Освоение нагнетательных скважин:

- технологические приёмы освоения и очистки забоев;
- методы увеличения приёмистости;
- особенности освоения нагнетательных скважин, пробуренных в нефтенасыщенной части пласта.

5. Методы воздействия на призабойные зоны скважин (ПЗС)

Назначение методов воздействия на ПЗС, их перечень и общая характеристика.

Обработка забоев скважин соляной кислотой:

- химические реакции процессов взаимодействия кислоты с породами;
- расход и концентрация растворов; техника и технология осуществления процессов;
- химические реагенты и их назначение; разновидности солянокислотных обработок и условия их применения.

Термокислотные и термохимические обработки;

- сущность и условия применения;
- поинтервальные и периодические обработки;

- специфика кислотных обработок в скважинах с высокими и низкими пластовыми давлениями и температурами.

Пенокислотные обработки; техника безопасности и охрана труда при кислотных обработках.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП): - сущность процесса и технология осуществления; применяемое оборудование;

- жидкости, реагенты и наполнители;
- давление разрыва и гидравлический расчёт процесса; гидродинамическая эффективность в однородном и многослойном пласте; однократный и многократный ГРП.

Тепловая обработка ПЗС:

- закачка теплоносителя;
- пароциклическая обработка; особенности оборудования скважин;
- парогенераторы и их техническая характеристика; электронагреватели.

Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) на призабойную зону; технология процесса и аппараты.

Другие методы воздействия на ПЗС.

6. Исследование скважин.....

Назначение и разновидности методов исследования. Краткая общая характеристика геофизических, гидродинамических и термометрических методов исследований

Исследование скважин **при установившихся режимах** их работы:

- построение и анализ индикаторных диаграмм;
- индикаторные диаграммы многопластовой системы при вскрытии общим фильтром нескольких пластов;
- определение уравнений притока для отдельных пластов;
- определение параметров общего уравнения притока и коэффициента продуктивности по данным исследования при линейной и нелинейной (двухчленное уравнение) фильтрации;
- определение пластовых параметров по данным исследования.

Исследования скважин **при неуставившихся режимах** их работы:

- исходное уравнение неуставившейся фильтрации в упругом пласте и его физическая интерпретация;
- кривая восстановления давления (КВД) в скважине и её математическая обработка.

Исследование **взаимодействия** скважин(**гидропрослушивание** пласта); теоретические основы и методы обработки результатов.

Особенности исследования нагнетательных скважин.

Основные принципы **термометрических** исследований:

- определение раздельного притока или поглощения в многопластовых системах;
- интерпретация результатов термометрических исследований.

Глубинные потокометрические исследования:

- снятие профилей притока или поглощения в многопластовых системах;
- интерпретация результатов исследования;
- интегральные и дифференциальные профили притока (поглощения).

Техника глубинных исследований и приборы:

- глубинные пробоотборники, манометры, расходомеры – дебитометры;
- комплексные глубинные приборы многоцелевого назначения;
- техника спуска глубинных приборов в действующую фонтанную или газлифтную скважину.

7. Основы теории подъёма жидкости в скважинах

Физика процесса движения газожидкостной смеси (ГЖС) в вертикальной трубе:

- зависимость подачи подъёмника от оптимального погружения, диаметра труб и расхода газа; характерные точки и КПД подъёмника;
- структуры ГЖС в трубе и факторы, влияющие на них;
- уравнение баланса давлений в элементарном подъёмнике ГЖС и составляющие этого уравнения; явление скольжения и его следствие;
- плотность идеальной и реальной ГЖС в трубе и методы её определения; относительная скорость газа, её влияние на плотность ГЖС и различные способы её учёта;
- формула связи между различными параметрами ГЖС и методами учёта явления скольжения газа;
- плотность идеальной ГЖС при заданных термодинамических условиях без учёта явления скольжения газа и связь между истинной и расходной газонасыщенностями потока;
- определение потерь на трение и скольжение элементарном подъёмнике; оптимальная и максимальная подачи;
- принципы расчёта кривой распределения давления в длинном подъёмнике путём разделения его на элементарные участки (расчёт по шагам): учёт растворимости газа, температуры и объёмного коэффициента нефти по длине подъёмника;
- принципы расчёта движения ГЖС в вертикальной трубе с помощью корреляционного множителя;
- уравнения работы расширения реальной ГЖС с учётом изменения растворимости газа, температуры, объёмного коэффициента и коэффициента сжимаемости.

8. Эксплуатация фонтанных скважин

Фонтанирование при отсутствии свободного газа в потоке (**артезианское фонтанирование**); определение потерь на трение.

Фонтанирование за счёт энергии газа (**газлифтное фонтанирование**); **формулы акад. А.П.Крылова** для расчёта процесса фонтанирования на режимах оптимальной и максимальной подачи; связь работы фонтанного подъёмника с работой пласта на этих режимах.

Определение **минимального давления на забое скважины, обеспечивающего процесс фонтанирования** на режиме оптимальной подачи; эффективный газовый фактор и его определение; расчёт фонтанного подъёмника и условий его работы.

Расчёт процесса фонтанирования с помощью кривых распределения давления в насосно – компрессорных трубах (НКТ) и определение условий фонтанирования при различных ограничивающих факторах.

Оборудование фонтанных скважин и его разновидности: фонтанная головка, ёлка, манифольды, штуцеры.

Регулирование фонтанных скважин и наблюдение за их работой: осложнения в работе фонтанных скважин; отложения парафина и солей.

9. Газлифтная эксплуатация скважин

Общие принципы газлифтной эксплуатации; масштабы применения и возможности метода; **конструкции** газлифтных подъёмников; газлифт и эрлифт; их достоинства и недостатки; проблемы использования отработанного газа; **пуск газлифтной скважины в эксплуатацию** (пусковое давление и методы его снижения); применение пусковых клапанов и их размещение по колонне труб; принципы расчёта режима работы газлифтного подъёмника; использование кривых распределения давления внутри НКТ и в обсадной колонне для определения режима работы газлифта и его оптимизации.

Оборудование газлифтных скважин; конструкция клапанов различного назначения; системы подготовки газа, газоснабжения, учёта и газораспределения; разновидности периодического газлифта; особенности исследования газлифтных скважин; осложнения в работе газлифтных скважин и их устранение.

Техника безопасности и охрана труда при газлифтной эксплуатации.

10. Эксплуатация скважин скважинными штанговыми насосными установками (ШСНУ)

Общая **принципиальная схема ШСНУ**, её элементы и их назначение.

Подача штангового насоса; теоретическая и фактическая; **коэффициент подачи** и влияющие на него факторы; влияние газового фактора и давления на приёме насоса на **коэффициент наполнения** цилиндра насоса; влияние **потери хода плунжера** на подачу насоса.

Статические и динамические нагрузки, действующие на штанги и их влияние на ход плунжера.

Вставные и невставные **насосы** и их технологические особенности.

Насосные штанги (ШН), трубы и устьевое оборудование.

Канатная подвеска и штанговращатели.

Основные типоразмеры **станков-качалок (СК)** и их технологические возможности; необходимость **уравновешивания СК**.

Исследование скважин, оборудованных ШСНУ с помощью **эхолота и динамографа** и интерпретация результатов исследования.

Эксплуатация скважин с помощью ШСНУ в **осложнённых** условиях; борьба с песком, газом и парафином.

Проектирование ШСНУ с помощью кривых распределения давления в НКТ и эксплуатационной колонне.

Периодическая эксплуатация малодебитных скважин; расчёт периодов откачки и накопления жидкости в скважине.

11. Эксплуатация скважин с помощью погружных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН)

Принципиальная схема оборудования скважин УЭЦН; её элементы и их назначение.

Основные **характеристики электроцентробежных насосов (ЭЦН)** и область рекомендуемых режимов их работы.

Устройство погружного насосного агрегата, электродвигателя и гидрозащиты.

Определение **глубины подвески ЭЦН** с помощью напорных характеристик и кривых распределения давления в НКТ и эксплуатационной колонне.

Определение расчётной **подачи** насоса с учётом наличия газа на приёме и средней плотности жидкости; влияние газа и вязкости жидкости на рабочие характеристики ЭЦН; **борьба с вредным** влиянием газа путём:

- увеличения погружения,
- установки ступеней повышенной производительности и центробежных сепараторов.

Контроль за работой УЭЦН с помощью станции управления (СУ).

Особенности **исследования** скважин, оборудованных УЭЦН.

12. Эксплуатация скважин гидропоршневыми (ГПН) и винтовыми (ПВН) насосами

Принципиальная схема ГПН двойного действия; подача ГПН и рабочее давление силового насоса; **поверхностное оборудование**; технологические особенности применения ГПН.

Принципиальная схема ПВН. Подача. Винтовой насос с двумя уравновешенными винтами. Основные характеристики ПВН и их технологические достоинства и недостатки.

13. Раздельная эксплуатация пластов одной скважиной

Общие принципы раздельной эксплуатации и условия её применения при добыче нефти и нагнетании воды в пласты.

Некоторые принципиальные схемы оборудования скважин для раздельной эксплуатации пластов и раздельной закачки воды в два пласта через одну скважину.

14. Ремонт скважин

Оценка времени непрерывной работы скважин; **коэффициент эксплуатации** скважин как экономический критерий состояния организации и технологии добычи нефти на промысле; **межремонтный период (МРП)** и его определение для одной и системы скважин.

Основные **виды текущего и капитального ремонта** скважин; **технические средства для ремонта**; подъёмные сооружения и механизмы.

Консервация и ликвидация скважин.

15. Заключение

Библиография

1. Бойко В.С.

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебн. для вузов.- М.: Недра, 1990- 427с.

2. Щуров В.И.

Техника и технология добычи нефти. Учебник для вузов.-М., Недра, 1983, 510с.

3. Лаврушко П.Н., Муравьёв В.М.

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1971, 368с.

4. Абдуллин Ф.С.

Добыча нефти и газа.- М.: Недра, 1983, 256с.

5. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А.

Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин.-М., Недра, 1986- 302с.

6. Элияшевский И.В.

Технология добычи нефти и газа.- Учебник для техникумов. М., Недра, 1985.- 303с.

7. Техника и технология добычи нефти и газа/. Муравьёв И.М., Базлов М.Н., Жуков А.И., Чернов Б.С.- М.: Недра, 1971.-496с.

8. Юрчук А.М.

Расчёты в добыче нефти. М., Недра, 1969, 240с.

9. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебн. пособие для вузов/И.Т.Мищенко, В.А.Сахаров, В.Г.Грон и др. – Недра, 1984 – 272с.

10. Мищенко И.Т. Расчёты в добыче нефти: Учебн. пособие для техникумов. – М.: Недра, 1989.- 245с.

11. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. **Ш.К.Гиматулинова/Р.С.Андриасов, И.Т.Мищенко, А.И.Петров** и др. М., Недра, 1983, 445с.

12. Оркин К.Г. Юрчук А.М.

Расчёты в технике и технологии добычи нефти. Учебн. пособие для нефтяных вузов и факультетов. Недра, М., 1967, 380с.

13. Юрчук А.М., Истомин А.З.

Расчёты в добыче нефти. Учебник для техникумов, 3-е изд., перераб. и доп., М., Недра, 1979, 271с.

14. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией **Е.И.Бухаленко.-** 2-е изд., перераб. и доп.- М.: Недра, 1990.-559с.

15. Муравьёв В.М.

Справочник мастера по добыче нефти.-М., Недра, 1971, 115с.

16. Лаврушко П.Н.

Подземный ремонт скважин. Учебник для технических училищ.М., Гостоптехиздат. 1961, 464с.

17. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н.

Спутник нефтяника и газовика: Справочник.- М., Недра, 1986.-325с

18. *Справочная книга по добыче нефти.* Под ред. проф. **Ш.К.Гиматудинова**, М., Недра, 1974, 704с.

19. *Муравьев В.М., Середа Н.Г.*

Основы нефтяного и газового дела.- Учебное пособие. М.:, 1967, 280с.

20. *Васильевский В.Н., Петров А.И.*

Техника и технология измерения параметров скважин и пластов. Справочник рабочего. М., Недра, 1989.- 271с

21. *Мищенко И.С.*

Воздействие на нефтяные залежи и призабойные зоны продуктивных пластов (Конспект лекций). ППИ, Пермь, 1974.- 128с.

22. *Сборник технологических инструкций по повышению нефтеотдачи пластов в 2-х томах.*/М.Т.Быков, Н.М.Лёвкин, Ю.А.Михалев и др. Том I (технологии работ); том II (оборудование и материалы); Лениногорское УПНП и КРС, Лениногорск, 1978, 1979.- 388с; 318с.

23. *Амиян В.А.*

Повышение производительности скважин. М., Гостоптехиздат, 1961, 304с

24. *Термогазохимическое воздействие на малодобитные и осложнённые скважины*/ Г.А.Чазов, В.И.Азаматов, С.В.Якимов, А.И.Савич.- М.: Ндра, 1986.- 150с.

25. *Шищенко Р.И.*

Нефтепромысловые эксплуатационные машины и механизмы. Учебное пособие для ВУЗов.М., Гостоптехиздат, М., 1954, 343с.

26. *Эксплуатация систем заводнения пластов*/В.А.Еронин, А.А.Литвинов, И.В.Кривоносов и др. М., Недра, 1967,328с.

24. *Оптимизация режимов работы скважин*/Ю.А.Балакиров, В.П.Онопrienко, И.А.Стрешинский и др.- М., Недра, 1981, 221с

27. *Шарипов А.Х.*

Методическое пособие к выполнению контрольной работы по курсу «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ППИ, Пермь, 1969, 14с.

28. *Мищенко И.С.*

Руководство к курсовому проектированию по технологии и технике добычи нефти, ППИ, Пермь, 1973, 41с.

29. *Гудков Е.П.*

О влиянии повышения давления нагнетания на характер обводнения эксплуатационных скважин. В кн.: Нефтепромысловое дело, Пермск. кн. изд- во, Пермь, 1972, с.133- 135

30. *Мищенко И.С.*

Методические указания к курсовому проектированию по технике и технологии нефтедобычи для специальности 0205 «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений», ППИ, Пермь, 1982, 9с.

30. *Мищенко И.С.*

Воздействие кислотами и их смесями на нефтепродуктивные пласты: Учебн. пособие. Пермск. гос. техн. ун – т, Пермь, 1994, 90с.

31. Газиев Г.Н., Крганов А.И.

Эксплоатация нефтяных месторождений. Азнефтеиздат, Баку, 1950, 388с.

32. Применение пенных систем в нефтедобыче. Учебное пособие для средних профессионально – технических училищ/ В.А.Амиян, А.В.Амиян, Л.В.Казакевич, Е.Н.Бекиш.- М., 1987, 229с.

33. Соколов В.А., Дорфман М.Б., Мордвинов А.А.

Статистические расчёты в добыче нефти и газа: Учебн. пособие/ Ухтинск. индустриальн. ин-т, Ухта, 1992, 105с.

34. Добыча тяжёлых и высоковязких нефтей/ И.М.Аметов, Ю.Н.Байдинов, Л.М.Рузин и др.-М.: Недра, 1985, 205с.

35. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений/ И.Д.Амелин, Р.С.Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др. М., Недра, 1978, 356с.

36. Адонин А.Н.

Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. М., Недра, 1964

37. Движение газожидкостных смесей в трубах/ В.А.Мамаев, Г.Э.Одишария, О.В.Клапчук и др. М., Недра, 1978.

38. Иоаким Г.

Добыча нефти и газа. М., Недра, 1966.

39. Муравьёв И.М., Мищенко И.Т.

Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях. М., Недра, 1969.

40. Пирвердян А.М.

Гидромеханика глубинно- насосной эксплуатации. М., Недра, 1965.

41. Чарный Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Гостоптехиздат, 1960.

42. Эксплуатация глубиннонасосных скважин/ Н.Н.Репин, В.Р.Еникеев, О.М.Юсупов и др. М., Недра, 1971.

43. Амиян В.А., Уголев В.С.

Физико- химические методы повышения производительности скважин. М., Недра, 1970.

44. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С.

Руководство по кислотным обработкам. М., Недра, 1966.

45. Байков У.М., Ефрова Л.В.

Использование сточных вод в системах заводнения пластов. М., Недра, 1968.

46. Апельцин И.Э.

Подготовка воды для заводнения нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1960.

47. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н.

Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. М., Недра, 1975.

48. Логинов В.Г.

Гидравлический разрыв пласта. М., Гостоптехиздат, 1953.

1. Введение

Предмет курса - теория и практика подъёма нефти на поверхность с целью её дальнейшей транспортировки к местам потребления. Этот подъём в настоящее время осуществляется в основном с помощью *скважин*. Другим *способом* является *шахтная* добыча нефти, но она пока занимает ничтожную долю в общем объёме добычи нефти; в частности в России имеется одно месторождение, разрабатываемое *шахтным способом* – *Ярегское* в Республике Коми вблизи г.Ухта.

Скважиной называется вертикальная или наклонная горная выработка, соединяющая дневную поверхность с продуктивным пластом, должным образом оборудованная для добычи пластовой жидкости. Скважина является одним *из основных (и первым) техническим сооружением*, задействованных в технологическом процессе добычи нефти. Стоимость скважин очень высока и составляет *значительную долю в общей стоимости промышленных* производственных фондов нефтяной промышленности. Поэтому задачей учебной дисциплины «Скважинная добыча нефти и газа» является ознакомление и *овладение навыками организации и обеспечения устойчивой, оптимальной и рациональной работы каждой скважины, которая (работа) описывается технологическими режимами их работы.*

Краткий исторический очерк развития нефтедобывающей промышленности на территории России.

Добыча нефти на территории дореволюционной России началась с древних времён – в основном в районах городов *Баку* (ныне Азербайджан) и *Ухта* (Коми) и история нефтяной промышленности этих районов насчитывает более, чем столетие.

Первый (начальный) период развития нефтяной промышленности характеризуется весьма *примитивной техникой*:

нефть добывали *кустарным способом* – при помощи *неглубоких колодцев, вырытых вручную* в тех местах, где нефтяные пласты выходили на *поверхность земли* или вблизи этих мест. Колодцы *крепили деревянными венцами* или *каменем* (прообраз нынешних обсадных труб) и нефть добывали *бадьями*, которые называли *желонкой*, с помощью *ворот* – *вручную* или в лучшем случае *конной тягой*.

В 1866 г. в долине р.Кудако на Кубани русским нефтепромышленником *Новосильцевым* пробурена *ударным способом первая скважина*, давшая нефть с глубины 100м; бурилась эта скважина свыше двух лет.

В 1871 г. в районе *г.Баку* на месторождении *Балаханы* из скважины получен *первый фонтан* нефти (открытый). Этот факт резко изменил и предопределил всё *дальнейшее развитие* добычи нефти не только в России, но и *во всём мире*. Нефть начинают добывать в основном с помощью скважин, позволяющих *приобщать* к эксплуатации новые *глубокозалегающие и более дебитные горизонты*.

В связи с этим *с 1873 г. нефтеносные земли стали покупать с торгов* небольшими участками отдельные нефтепромышленники, т.е. *начался капитали-*

стический период развития российской нефтяной промышленности, который продолжался вплоть до ее **национализации в 1920 г.**

В 1893 г. пробурена первая скважина в районе г.Грозного, давшая мощный фонтан нефти и определившая развитие **Грозненского нефтяного района.**

В 1901 г. Россия вышла на **первое место в мире** по добыче нефти – добыча составила **11,6 млн.т**- чуть больше, чем добывает Пермская область сегодня. **В 1910 – 1911 г.г.** вводятся в разработку месторождения **Майкопского** (Краснодарский край) и **Эмбинского** (ныне Казахстан) районов, т.е. началось **расширение географии нефтяной промышленности.**

К моменту **национализации** нефтяной промышленности (1920г.) добыча нефти упала до **3,8 млн.т** – из-за гражданской войны и интервенции.

Основным видом бурения скважин в дореволюционный период был **громоздкий ударный способ**, требовавший спуска **большого количества обсадных труб** большого диаметра и **длительного времени** на бурение. Так, для бурения одной скважины глубиной до 100м затрачивалось до полутора лет. **Техника добычи** нефти также находилась на очень низком уровне- наряду с **открытым фонтанированием** безраздельно властвовали **желонка** – та же **бадьа**, что применялась и при колодезном способе добычи нефти, только удлинённая и более узкая – применительно к размерам скважины. Добыча нефти с помощью желонки называлась **«тартанием»**. В связи с ростом **глубин** скважин ручная и конная тяги были **заменены паровой** тягой.

Значительная роль в развитии нефтяной техники принадлежит выдающемуся русскому инженеру В.Г.Шухову:

- первый в мире **нефтепровод** (Баку- Батуми) с промыслов на нефтеперерабатывающие заводы и нефтеналивные причалы, заменивший перевозку нефти в кожаных мешках (**бурдюках**);

- первое в мире **нефтеналивное судно (танкер) и нефтяная цистерна;**

- первые **форсунки**, использовавшие в качестве топлива нефтяной **мазут**, до того считавшийся **бросовым** продуктом;

- компрессорный способ эксплуатации (**эрлифт**) и др.

В этот период следует отметить также следующие технические достижения в области добычи нефти:

- применение на **грозненских** нефтепромыслах **поршневого тартания (свабирования)**, несколько более производительного, чем **желоночное тартание**, однако **опасного с точки зрения открытого фонтанирования**;

- закрытие фонтанных скважин **устьевой арматурой**;

- замена **паровой** машины **электродвигателем**;

- применение **глубинных насосов.**

С 1920 г. нефтяная промышленность начинает развиваться **и в других районах** бывшего СССР – Туркмении, Казахстане, Сахалине, Дагестане, Узбекистане, Оренбургской области.

В 1929 г. в районе **Верхне – Чусовских городков Пермской** области при бурении скважины на солевые отложения с глубины 200м получен фонтан нефти, положивший начало открытию **крупнейшей Волго- Уральской нефтегазоносной провинции, включающей в себя Башкирию, Татарию (супергигантское место-**

рождение – Ромашкинское), Удмуртию, области: Пермскую, Кировскую, Самарскую, Волгоградскую, Астраханскую, и получившей название «Второе Баку», и ставшей вскоре по объёмам добычи нефти больше, чем первое. (В 1999 г. нефтяники Пермской области отметили **70- летний юбилей**).

Как известно в настоящее время в России имеется **12** нефтегазоносных провинций; из них добыча нефти **в промышленных** масштабах **ведётся в четырёх**: Волго – Уральской, Западно- Сибирской (Тюменская и Томская области), Тимано- Печёрской (Коми и Архангельская область) и Северо- Кавказской.

В период Великой Отечественной войны 1941- 1945 г.г. развитие нефтяной промышленности **замедлилось**: в связи с оккупацией прекратили работу нефтяные промыслы Краснодарского края (Адыгея- Майкоп) и Грозненского района.

В послевоенный период нефтяная промышленность начала вновь развиваться, как в старых, так и в новых районах: Сахалин, Западная Украина, Белоруссия, Коми, Мангышлак (Казахстан), Тюменская и Томская области Западной Сибири.

В области бурения старый **ударный способ** довольно быстро был вытеснен более дешёвым и скорым **вращательным (роторным)**, затем **турбинным** (изобретение проф. М.А.Капелюшникова) и **электрическим** (изобретение инж. А.П.Островского), которые позволили вести бурение **на глубинах** 2-3 тыс.м; начинается освоение **морских** месторождений в Каспийском море Азербайджан и Туркмения), а также на шельфах других морей.

Усиленно развивается добыча газа: применяется изобретённый инж. Тихвинским **газлифтный способ добычи нефти**; нефтепромыслы **электрифицируются**; **применяются новые технологические процессы**:

- химическая обработка скважин,
- гидроразрыв пластов,
- «вторичные» и «третичные» методы добычи нефти, промыслы оснащаются контрольно – измерительными приборами (**КИП**) и **автоматикой**, производится **оптимизация** режимов работы скважин.

В основу технического прогресса нефтяной промышленности в советские годы легли многочисленные **исследования**, основоположником которых был академик **И.М.Губкин** – он основал первый в СССР Государственный исследовательский институт (ГИНИ – ныне ВНИИнефть им. акад. А.П.Крылова) и явился **основоположником высшего нефтяного образования**: им созданы Горная академия, на базе которой впоследствии образовались Нефтяная академия и носящий его имя МНИ, впоследствии МИНХ и ГП, ГАНГ, ныне Российский государственный университет нефти и газа.

В настоящее время **научно – исследовательские и учебные** организации нефтяной промышленности имеются практически **во всех более или крупных нефтедобывающих районах России**.

Некоторые статистические данные о добыче нефти в мире и в Российской Федерации

Общая ежегодная добыча нефти **в мире** составляет примерно 3-3,5 млрд. т. Нефть является **основой национального богатства** любой страны. Сложилась

даже такая довольно циничная, но справедливая по сути присказка: **«Кто имеет нефть, тот имеет деньги, кто имеет деньги, тот имеет власть».**

Основную *долю в мировой добыче* нефти (эта доля весьма неустойчива во времени) занимают **Россия, США и Саудовская Аравия**, хотя добыча нефти ведётся во многих странах.

На территории **Пермской области** ежегодная добыча нефти составляет примерно 9- 10 млн.т; общие извлекаемые запасы оцениваются величиной 350-400 млн. т, т.е. с сегодняшних позиций **кратность** обеспеченности добычи нефти запасами составляет **35-40 лет**, и эта кратность в общем –то сохраняется в течение длительного времени, поскольку добытая нефть **компенсируется** приростом запасов.

На территории Пермской области сейчас действуют следующие нефтедобывающие организации (недропользователи- отделения НК ЛУКОЛ) в следующих административных районах:

ООО Лукойл-Пермнефть (Чернушинский, Осинский и Кунгурский),

ЗАО Лукойл – Пермь (Частинский, Соликамский, Коми- Пермский),

РТК (Кунгурский, Пермский, Краснокамский),

ООО Пермоблнефть (Верещагинский, Октябрьский, Очёрский),

СП ПермТЭК (Добрянский),

СП ТОТИнефть (Осинский),

Уральская нефтяная компания (Осинский, Злодаревское месторождение),

СП Каманефть (Добрянский),

ЗАО Вишеранефть, Вишеранефтегаз (Красновишерский),

Уралнефть (Октябрьский).

В настоящее время практически во всех районах добыча нефти является **падающей**, что связано с **ухудшением структуры запасов** нефти – уменьшением доли активных запасов и возрастанием доли трудноизвлекаемых, – **старением разрабатываемых месторождений** и связанным с этим увеличением обводнённости добываемой жидкости, уменьшением дебитов скважин, сокращением доли фонтанной добычи нефти, **удорожанием** разведки и добычи нефти, **колебаниями мировых цен на нефть**. В этих условиях необходимо применение **новых дешёвых** и эффективных технологий добычи нефти, оптимизация режимов работы скважин и **рациональная организация** всего нефтедобывающего процесса, чему и посвящена **изучаемая нами дисциплина**.

2. Источники пластовой энергии и её использование при добыче нефти

Энергией в физическом смысле называется **способность** физического тела выполнять **работу**, т.е. **перемещать** какое- то другое физическое тело под действием какой-то **силы** на какое-то **расстояние**.

Для выяснения источников пластовой энергии вспомним **схематическое изображение условий залегания нефти, газа и воды** в залежах: наиболее широко распространены залежи углеводородов (УВ) в **антиклинальных** ловушках, где флюиды располагаются по **гравитационному** признаку (**рис.1**).

Помимо контурной и подошвенной вод в нефтенасыщенной части залежи содержится **остаточная** (погребённая, реликтовая, связанная) **вода** – от долей до 70%, в среднем- 20-30%, в связи с чем возникают понятия **«нефтенасыщенность»** и **«водонасыщенность»** пласта.

В зависимости от **количественного** соотношения газа и нефти залежи делятся на: **чисто газовые, газонефтяные** (с газовой «шапкой») или **нефтегазовые** (с нефтяной оторочкой) и **чисто нефтяные** – с растворённым в нефти газом.

Как говорилось выше, **основным средством добычи нефти** является **скважина** – условно цилиндрическая горная выработка, проведенная с поверхности земли до продуктивного пласта и соответствующим образом **оборудованная для извлечения нефти** на поверхность (**рис.2**). Задача скважины – **привести нефть в движение** путём создания разности (**перепада**) забойного и пластового давления.

Процессы, происходящие при эксплуатации нефтяных залежей скважинами

После бурения скважины равновесие в залежи нарушается, если давление в скважине меньше пластового; возникает разность (перепад) давлений, иногда называемая **«депрессией»**, и начинается процесс движения пластовой жидкости **к забою** скважины, а затем на поверхность земли **к потребителям** нефти. Этот процесс характеризуется тремя основными **параметрами**:

- перепадом давлений,
- фильтрационным и гидравлическим сопротивлением и
- расходом жидкости (дебитом); он (процесс) **изучается** различными профессиональными **дисциплинами**:
 - процессы, происходящие на участке **от контура** питания ($P_{пл}$) **до забоя** скважины ($P_{заб}$) – «Физика нефтяного пласта», «Подземная гидрогазодинамика», «Разработка нефтяных месторождений»;
 - процессы, происходящие на участке **от забоя** скважины ($P_{заб}$) **до устья** скважины ($P_{буф}$, $P_{затр}$) – «Скважинная добыча нефти»;
 - процессы, происходящие на участке от устья скважины (P_y) **до товарного парка** (P_o) – «Эксплуатация нефтепромысловых сооружений (Сбор и транспорт нефти и газа)».

Пластовая энергия и силы, действующие в залежах, определяют собой **режим работы или режим разработки залежей**, т.е. те силы, которые выполняют работу по перемещению нефти к забоям скважин.

Сила – мера воздействия (взаимодействия) одного физического тела на другое. В данном случае **передвигаемое тело** или физическое тело, на которое производится воздействие – это **нефть**; исходя из предыдущих рассуждений, стало быть, должны существовать какие-то иные физические **тела, действующие** на нефть и продвигающие её к забоям скважин. Известно, что физические тела бывают **трёх видов: твёрдые, жидкие и газообразные**.

Применительно к залежи нефти:

- **твёрдые** тела- это вышележащие **горные породы**;
- **жидкие** контурные или подошвенные воды или закачиваемые **воды**;
- **газообразные**- сжатый свободный газ **газовой шапки** и

- *растворённый в нефти газ.*

Нефть может *двигаться* по пласту к забоям скважин, как в результате проявления *одного*, так и *нескольких* видов естественной (природной) пластовой энергии.

Энергия упругости пластовой системы определяет собой *упругий* или *упругий водонапорный* режим. При *снижении* давления в пласте породы и жидкость расширяются (пористость при этом *уменьшается*); зона падения давления распространяется *за пределы* залежи в водоносную область (если с ней имеется гидродинамическая связь, т.е. если залежь не запечатана).

Энергия упругости пластовой системы характеризуется следующими *параметрами*:

- *коэффициент упругоёмкости* пласта или удельный упругий запас залежи, т.е. объём жидкости, который может быть получен при снижении давления *на единицу*:

$$\beta^* = k_n \cdot \beta_{жс} + \beta_n, 1/\text{Па};$$

- упругий запас залежи при снижении пластового давления на величину

$$\Delta p = p_{пл0} - p_{плт}$$

определяется по формуле

$$\Delta V_{жс} = \beta^* \cdot V_z \cdot \Delta p, \text{ м}^3,$$

где $V_z = F_n \cdot h_n$ - объём залежи, м^3 .

Упругие свойства пласта и насыщающих его *жидкостей* проявляются в том, что всякое изменение давления в залежи *передаётся* по пласту *не мгновенно*, а с некоторой *скоростью*, которая характеризуется коэффициентом *пьезопроводности*

$$\kappa = \frac{k_{пр}}{\mu \cdot (k_n \cdot \beta_{жс} + \beta_n)} = \frac{k_{пр}}{\mu \cdot \beta^*}, \text{ м}^3/\text{с}$$

Энергия напора пластовой (краевой или подошвенной) *воды* определяет собой *упругий водонапорный режим* вытеснения (*рис.3*).

Энергия сжатого свободного газа (упругая) обуславливает проявление *газонапорного* режима вытеснения (иногда его ещё называют *газовым*) за счёт расширения газа (*рис.4*).

Энергия сил тяжести определяет собой *гравитационный режим истощения* пластовой энергии, встречающийся в круто падающих пластах (*рис.5*).

Энергия выделяющегося из нефти растворённого газа обуславливает собой проявление режима *газированной жидкости* (устаревшее и не вполне точное название – «*режим растворённого газа*»); это также режим *истощения* естественной пластовой энергии (*рис.6*).

Режимы разработки могут быть:

- *смешанными*, представляющими собой *одновременное* проявление *нескольких* видов *естественной* пластовой энергии и

- **комбинированными**, когда *естественная* пластовая энергия проявляется **в сочетании с искусственным поддержанием** пластового давления путём закачки в пласт различных вытесняющих агентов.

Режимы разработки можно **устанавливать, поддерживать, контролировать, заменять один на другой**.

Доказательством **упругого водонапорного** режима является снижение пластового давления в начальный период разработки залежи, а затем его незначительное снижение или даже стабилизация, - во всяком случае **пластовое давление всегда выше давления насыщения нефти газом**.

Газовый фактор при упругом водонапорном режиме остаётся практически **постоянным** в течение всего периода разработки.

Может быть **два вида** разработки залежей при упругом водонапорном режиме:

1) $q = \text{var}, P = \text{const}$ (рис. 7) и

2) $q = \text{const}, P = \text{var}$ (рис. 8).

Динамика пластового давления (.....) и газового фактора (---) при различных режимах выглядит следующим образом (рис. 9):

1 – упругий водонапорный режим; 2 – газонапорный режим; 3 – режим газированной жидкости («растворённого газа»).

Знание режимов, при которых разрабатывается залежь, необходимо постольку, поскольку каждому из них присущи свои значения конечных коэффициентов извлечения нефти (**ККИН**), которые имеют следующие пределы значений:

- упругий и жёсткий водонапорный – 0,5-0,7;
- газонапорный – 0,4-0,7;
- газированной жидкости – 0,15-0,30;
- упругий – 0,1-0,10.

Помимо перечисленных режимов, встречается ещё так называемый **«режим вытеснения газированной нефти водой»**, когда $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$, а $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$; иногда этот режим называют **переходным** или **комбинированным**, если он сочетается с искусственным заводнением.

В **природном состоянии** пластовые жидкости находятся **в уравновешенном состоянии под давлением**, которое называют **пластовым** и при **температуре**, которую также называют **пластовой**.

Начальное пластовое давление является важнейшей **энергетической** характеристикой залежи. Как правило, оно равно **гидростатическому**, т.е. весу столба жидкости над плоскостью продуктивного пласта или над плоскостью водо – нефтяного контакта (ВНК), т.е.

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H, \text{ Па.}$$

Пластовые давления измеряются при помощи **глубинных манометров**, основной деталью которых является «геликс» - полая витая пружина и **записывающий** механизм.

Установлено, что **начальное** пластовое давление зависит от **глубины** залегания нефтяной залежи. В общем виде его можно выразить формулой

$$P_{\text{пл.нач}} = \alpha \cdot 10^{-4} \cdot H_{\text{зал}} \cdot \rho_v \cdot g,$$

где $P_{\text{пл.нач}}$ – начальное пластовое давление в рассматриваемой точке залежи, н/м² или Па,

α – коэффициент, учитывающий степень **отклонения** давления в пласте от гидростатического; обычно $\alpha \approx 0,8 - 1,2$; если

$\alpha \neq 1$ (в большую или меньшую сторону),

то пласт замкнут («запечатан») со всех сторон непроницаемыми породами;

$H_{\text{зал}}$ – глубина скважины или глубина залежи, м;

ρ_v – плотность воды, кг/м³,

g – ускорение силы тяжести, м/с².

Если в **затрубном** пространстве находится столб газа, оттеснивший жидкость до башмака подъёмных труб, пластовое давление можно определить приближённо по формуле, которая носит название **барометрической**:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{затр}} \cdot e^{\frac{0.03415 \rho_g L}{z \cdot T_{\text{ср}}}},$$

где $P_{\text{затр}}$ – давление в затрубном (кольцевом) пространстве, измеренное манометром на поверхности, н/м²,

$e = 2,718.....$,

ρ_g – относительная плотность газа по воздуху,

L – длина подъёмных труб, м,

z – коэффициент сверхсжимаемости газа,

$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа в кольцевом пространстве, К.

Если подъёмные трубы установлены **выше** середины фильтра на величину ΔH (рис.10), то к **рассчитанному** давлению необходимо добавить **недостающее давление**

$$\Delta P = 10^{-4} \cdot \Delta H \cdot \rho \cdot g, \text{ Па.}$$

В **различных точках** продуктивного пласта **начальное пластовое давление, измеренное глубинными манометрами неодинаково**, поскольку пласты залегают **наклонно** и **альтитуды устьев скважин неодинаковы**. Поэтому при анализе работы скважин и разработки залежей необходимо пользоваться **приведенными** пластовыми и забойными давлениями, которые измеряются от какой либо **горизонтальной плоскости** (чаще всего **ВНК** или ГНК), которую выбирают **один раз** и далее не меняют, поскольку абсолютная величина приведенного давления существенно зависит от положения условной плоскости приведения. Если **не производить** процедуру **приведения** давлений к плоскости ВНК, а **оперировать** только значениями **замеренных** давлений, то может сложиться **иллюзия перепадов** давлений в неразрабатываемой залежи, которого на самом деле **нет**.

Методы **расчётов приведенных** давлений рассматриваются в курсе «**Нефтегазопромысловая геология**», а ниже они рассматриваются **справочно**.

До начала эксплуатации все скважины, пробуренные на продуктивный пласт можно рассматривать как **сообщающиеся сосуды** с уравновешенными давлениями (если пласт не осложнён экранирующими нарушениями).

Приведенное давление можно определить, пользуясь **соотношением** между **давлением и эквивалентным ему напором**

$$P = \rho \cdot g \cdot H, \text{ Па.}$$

Давление в нефтяной скважине можно выразить эквивалентным напором столба нефти (H_n) или столба воды (H_v) или столба газа (H_r), - если скважина газовая, - в метрах. Но **удобнее всего выражать давление на забое любой скважины эквивалентным напором столба воды**, т.к. её относительная плотность равна единице.

На *рис.11* представлена схема распределения напоров в пласте с газовой шапкой. Пробуренные на этот пласт скважины можно рассматривать как **сообщающиеся сосуды с коленами**:

I – скв.1,

II – скв.2,

III – скв.3 и т.д.

Выполним **расчёт приведенного давления** на примере одной нефтяной скв.1.

В этой скважине измерено глубинным манометром **пластовое давление**, которое на глубине **H** равно $P_{пл.н.}$; **альтитуду** устья скважины обозначим **A** ; **расстояние** по вертикали от точки замера давления до плоскости ВНК обозначим **b** .

Тогда **абсолютная глубина замера** давления выразится как

$$H' = H - A.$$

Заменим столб нефти **b** эквивалентным ему водяным столбом высотой **a** :

$$a = \frac{\rho_n}{\rho_v} \cdot b;$$

тогда **поправка на смещение глубины замера** (или забоя) выразится как

$$c = b - a = b - \frac{\rho_n}{\rho_v} \cdot b = b \cdot \left(1 - \frac{\rho_n}{\rho_v}\right);$$

и тогда **абсолютная глубина замера с учётом поправки на смещение** определится как

$$L^* = H' + c.$$

Поправка **c** может быть как **положительной**, так и **отрицательной** - в зависимости от соотношения плотностей воды и нефти и глубины замера давления.

Теперь **измеренное** начальное пластовое давление в скважине $P_{пл.н.}$ **заменим** эквивалентным ему **напором столба воды**, который определим по формуле

$$H_{вс} = \frac{P_{пл.н.}}{\rho_v \cdot g}, \text{ м.}$$

Величина

$$h_v^* = H_{вс} - L^*$$

называется **пьезометрической отметкой по воде**.

И тогда окончательно – **приведенное** к плоскости начального ВНК пластовое **давление** выразится как

$$P_{нв}^* = (H_{вс} + a) \cdot \rho_v \cdot g, \text{ Па.}$$

До начала эксплуатации залежи **приведенное** давление во всех точках пласта **одно и то же**.

Поскольку реальные скважины имеют ту или иную **кривизну** ствола, при выполнении расчётов приведенных пластовых давлений необходимо вводить **поправку** на кривизну, т.е. пользоваться величиной **проекции** ствола скважины на **вертикальную плоскость**.

Приток жидкости и газа к скважине и законы распределения давления вокруг скважины в однородном пласте и в пласте с кольцевой неоднородностью

(Данная проблема подробно рассматривается в дисциплине «**Подземная гидрогазодинамика**», поэтому здесь он также приводится **справочно**).

Приток жидкости (газа) в скважину происходит в **однородном** пласте по всем радиально сходящимся к скважине направлениям, т.е. жидкость как бы должна пройти ряд концентрических цилиндрических поверхностей с постоянно уменьшающимися площадями по мере приближения к стенке скважины (рис.12). При постоянной толщине пласта и однородном фильтрующемся потоке **скорость фильтрации** жидкости при постоянном расходе должна непрерывно **возрастать**, достигая максимума на стенках скважины. При росте скоростей **возрастают** гидравлические **сопротивления**, т.е. затраты энергии на единицу длины пути (их ещё называют **градиентами давления**) также должны непрерывно возрастать.

Главная задача- найти зависимость дебита скважины от депрессии

$$q_{скв} = f(\Delta P).$$

Для этого воспользуемся уравнением Дарси при одномерном потоке жидкости

$$V_{\phi} = \frac{q_{скв}}{F} = \frac{K_{np}}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{l},$$

откуда

$$q_{скв} = \frac{K_{np} \cdot F \cdot \Delta P}{\mu \cdot l},$$

где **F- площадь фильтрации** при радиальном потоке; она непрерывно уменьшается по направлению к скважине; при **$h_n = const$** на любом расстоянии **r_i** от оси скважины

$$F = 2\pi r_i \cdot h_n \text{ (рис.13).}$$

Напишем вышеприведенное **уравнение дебита скважины в бесконечно малых величинах**

$$q_{скв} = \frac{K_{np}}{\mu} \cdot 2\pi r_i h_n \cdot \frac{dP_i}{dr_i},$$

откуда, **разделив переменные**, имеем

$$dP_i = \frac{q_{скв}}{K_{np} \cdot 2\pi \cdot h_n} \cdot \mu \cdot \frac{dr_i}{r_i}.$$

Проинтегрируем полученное выражение

$$\int_{P_{зоб}}^{P_{гк}} dP_i = \frac{q_{скв}}{2\pi K_{np} h_n} \cdot \mu \int_{r_c}^{R_k} \frac{dr_i}{r_i},$$

откуда

$$P_{пл} - P_{заб} = \frac{q_{скв}}{2\pi K_{пр} h_n} \cdot \mu \cdot (\ln R_K - \ln r_c) = \frac{q_{скв}}{2\pi K_{пр} h_n} \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}.$$

Отсюда *при* $P_{заб} = const$ получим выражение

$$P_{пл} = P_{заб} + \frac{q_{скв} \mu}{2\pi K_{пр} h_n} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c},$$

позволяющее написать ряд **уравнений воронки депрессии** (линия А, рис.13):

$$P = P_K - \frac{P_K - P_c}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \cdot \ln \frac{R_K}{r},$$

$$P = P_K - \frac{q_{скв} \cdot \mu}{2\pi \cdot K_{пр} \cdot h_n} \cdot \ln \frac{R_K}{r},$$

$$P = P_c + \frac{P_K - P_c}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \cdot \ln \frac{r}{r_c},$$

которые показывают **характер изменения давления** в любом направлении вокруг скважины в виде логарифмической кривой.

Из этих уравнений и *из рис.13* видно, **что расход энергии** и градиенты давлений резко **возрастают** по мере приближения **к скважине**. Наибольшие потери энергии имеют место в непосредственной близости к стенке скважины.

Решая приведенные выше уравнения относительно дебита скважины $q_{скв}$, получим **уравнение Дюпюи** для радиального установившегося притока однородной жидкости в скважину:

$$q_{скв} = \frac{2\pi K_{пр} h_n}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \text{ м}^3/\text{с (в пластовых условиях)}.$$

Отношение дебита скважины к депрессии носит название **коэффициент продуктивности** скважины и является её важнейшей характеристикой, необходимой, в частности при проектировании способов эксплуатации скважин и выборе скважинного **оборудования**.

Закон распределения давления вокруг скважины в пласте с кольцевой неоднородностью (рис.14)

(Данный вопрос подробно рассматривается в курсе «Подземная гидрогазодинамика», а здесь он приводится лишь **для сведения**)

При наличии **двух зон** различной проницаемости – призабойная зона и удалённая от скважины часть пласта – возникают **дополнительные фильтрационные сопротивления** из-за скачка давления на границе этих зон. Эти дополнительные сопротивления преодолеваются различными **методами воздействий** на призабойную зону или на продуктивный пласт в целом.

4. Подготовка скважины к эксплуатации после бурения или ремонта

От того насколько скважина *подготовлена к эксплуатации* зависит вся её последующая работа. Нередки случаи, когда огромные *средства*, израсходованные на бурение или ремонт скважин, оказались *бесполезными*, т.к. скважины не были должным образом завершены, и промышленный приток нефти и газа из них не получен. Особенно это касается *малотолщинных* низкопродуктивных пластов со *слабой естественной энергией*, *низкопроницаемых* пластов, содержащих нефти повышенной и *высокой вязкости*, т.е. так называемые *трудноизвлекаемые* запасы нефти.

Методы вскрытия пласта различны и *зависят от*:

- *пластового* давления,
- *насыщенности* пласта нефтью,
- *степени дренирования* пласта другими скважинами и других

факторов.

Однако все методы вскрытия должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- *предотвращение* возможности открытого *фонтанирования* – для этого на устье скважины устанавливается *противовыбросовое* оборудование (превентеры), или на забой скважины оказывается *противодавление* жидкостью;

- *сохранение* на естественном уровне природных *фильтрационных свойств* пластов пород призабойной зоны; если проницаемость продуктивного пласта мала, необходимо принять меры по её увеличению;

- должны быть обеспечены надлежащие *интервалы вскрытия* пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою *водоплавающих* и *подгазовых залежах*.

Столб *промывочного раствора*, находящийся в скважине при её бурении, *почти* всегда оказывает на продуктивный пласт значительно большее *давление*, чем пластовое. Поэтому в продуктивные породы *проникает* фильтрат бурового раствора и иногда *мелкие* глинистые материалы. При этом *вода* прочно *связывается* со стенками капиллярных каналов пласта, и значительное её количество *остаётся* в породе после освоения скважины, т.е. после вызова притока жидкости; вследствие этого ухудшается фильтрационная способность пород, т.к. *уменьшается* фазовая проницаемость для нефти.

Если вскрываемый продуктивный пласт имеет *высокое* пластовое давление и *хорошие коллекторские свойства*, то проникшие в него фильтрат бурового раствора и глинистые частицы *выносятся высокоскоростным потоком фонтанной нефти*, и освоение таких пластов трудностей не вызывает, хотя дебит такой скважины может быть и ниже теоретически возможного (*оптимального*).

Вскрытию продуктивных пластов уделяется большое внимание- применяют *нефильтрующиеся* буровые растворы и растворы на нефтяной основе- особенно это важно для отбора *керн*.

С целью *сохранения* естественной проницаемости пласта применяют:

- буровые растворы с добавками поверхностно – активных веществ (*ПАВ*)- CaCl_2 , NaOH , Сульфанол НП-1, ОП-10 и др.;

- промывочные жидкости на *углеводородной* основе- нефть, нефтепродукты и др.- это так называемые эмульсионные растворы;
- *пены* – аэрированная вода с добавками ПАВ.

Вскрытие пласта и освоение добывающих скважин

Самым ответственным *этапом* при строительстве скважины является заключительный, который включает в себя:

- *первичное вскрытие* продуктивного пласта буровым инструментом, т.е. вхождение бурового долота в кровлю продуктивного пласта;
- операции по *спуску и цементировке* обсадной колонны;
- *очистка* в случае необходимости и *оборудование* забоя скважины в т.ч. и *вторичное вскрытие* продуктивного пласта, т.е. *перфорация* эксплуатационной колонны;
- вызов *притока жидкости*;
- *освоение скважины*, т.е. вывод на *устойчивый* режим работы.

4.1. Конструкции забоев скважин; требования, предъявляемые к ним; преимущества, недостатки, условия применения.

Конструкция забоев скважин зависит от *литологических* и *физических* (прочность, рыхлость) свойств продуктивных пластов и местоположения скважины на залежи.

Скважины бывают:

- *с открытым забоем*- их бурят до кровли продуктивного пласта, *эксплуатационная колонна* спускается также *до кровли* продуктивного пласта, затем скважина *углубляется* до подошвы продуктивного пласта через эксплуатационную колонну долотом *меньшего* диаметра (*рис.14*); такая конструкция применяется, когда породы продуктивных пластов являются *устойчивыми*; в случае *рыхлых* пород, слагающих продуктивный пласт, применяются фильтры – *хвостовики* (*рис.15 и 16*);

- *с закрытым* забоем- применяются, когда породы, слагающие продуктивный пласт, являются непрочными (*рыхлыми*) или в связи с *геологическими особенностями* залежи, наиболее характерные из которых показаны на *рис.17*.

скв.1- *законтурная* нагнетательная скважина – вскрывается перфорацией на полную толщину, чтобы уменьшить фильтрационные сопротивления и увеличить приёмистость;

скв.2- *добывающая в водонефтяной зоне*; перфорация делается несколько выше отметки ВНК (*«отступление от ВНК»*), чтобы не было конусов обводнения;

скв.3- пробурена *в чисто нефтяной зоне*, бурится и перфорируется (чаще всего) *на всю толщину* пласта;

скв.4- пробурена в *подгазовой зоне*, перфорация производится с отступлением *от* газо- нефтяного контакта (*ГНК*), чтобы не было прорывов газа;

- *с забоем, закрытым зацементированными обсадными трубами*; скважину бурят несколько ниже подошвы продуктивного пласта, спускают эксплуатационную колонну и цементируют; *после затвердения цементного раствора против продуктивного пласта перфорируют* стенки колонны и цементное кольцо для обеспечения *сообщаемости* эксплуатационной колонны с

пластом. Иногда для предотвращения попадания **песка** в эксплуатационную колонну дополнительно устанавливается **фильтр**.

Иногда бурят **многозабойные** и даже **горизонтальные** скважины, но они пока не получили широкого распространения из-за сложности ведения ремонтных работ, хотя в Татарии, Башкирии, Удмуртии бурением горизонтальных скважин занимаются очень активно.

Перфорация обсадной колонны бывает:

- - **пулевой,**
- - **торпедной,**
- - **кумулятивной,**
- - **сверлящей,**
- - **гидропескоструйной,**
- **щелевой.**

Скважины, имеющие **оборудованный забой**, могут быть **несовершенными** с гидродинамической точки зрения, и это необходимо учитывать. Несовершенство скважин- это появление в призабойной зоне и у стенок скважины дополнительных фильтрационных сопротивлений в результате:

- **отклонения** потока жидкости от плоско – радиального (**рис.18**) или
- **сужения** линий тока у перфорационных отверстий, вызывающее местное **повышение скоростей** жидкости при **постоянном** расходе (**рис.19**).

Степень гидродинамического совершенства скважин, как известно, характеризуется коэффициентом совершенства скважины

$$\varphi = \frac{\text{дебит} \cdot \text{реальной} \cdot \text{несовершенной} \cdot \text{скважины}}{\text{дебит} \cdot \text{совершенной скважины}} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C}.$$

Вызов притока жидкости из пласта и освоение добывающих скважин

После окончания бурения скважина бывает заполнена буровым раствором плотностью $\rho_{\text{зл}} = 1200-3000 \text{ кг/м}^3$, т.е. давление столба раствора превышает гидростатическое пластовое и **притока** жидкости в скважину **нет**.

Перед пуском скважины в эксплуатацию устье её **герметизируют** специальной арматурой, присоединённой к **обсадной** колонне.

Освоение добывающей скважины (Практическое занятие №2)

Освоить добывающую скважину- это значит вызвать приток жидкости и добиться устойчивой производительности (дебита) скважины. Это достигается смесью глинистого раствора в скважине на жидкость меньшей плотности – воду, нефть, аэрированную жидкость и др.,- которая называется «жидкость замещения».

Приток жидкости возникает при условии

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{жз}} \cdot g \cdot H_{\text{скв}} < P_{\text{пл}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_{\text{скв}};$$

отсюда плотность жидкости замещения выразится как

$$\rho_{жз} < \frac{P_{пл}}{g \cdot H_{скв}}, \text{ кг/м}^3.$$

Жидкость замещения **закачивается** путём **прямой (рис.20)** или **обратной (рис.21) закачки (или промывки)** – **выбирается та технология закачки**, при которой получается **меньшее** давление нагнетания.

Расчёт процесса освоения скважины методом замены бурового раствора на более лёгкую жидкость (жидкость замещения) без поглощения её пластом

Рассчитываемые параметры:

- плотность жидкости замещения $\rho_{жз}$, кг/м³,
- давление закачки жидкости $P_{зак}$, МПа,
- объём закачки жидкости замещения $V_{зак}$, м³,
- продолжительность закачки $T_{зак}$, с, мин, час.

Начинать расчёт процесса освоения целесообразно с наиболее сложного и громоздкого расчёта – определения **потерь на трение с целью последующего выхода на давление закачки** жидкости замещения; потери энергии на трение имеют место в:

- трубах круглого сечения (**НКТ**),
- **в кольцевом** зазоре между наружной поверхностью НКТ и внутренней поверхностью эксплуатационной колонны (без учёта наличия **муфт** на НКТ и с учётом их);
- при движении **жидкостей**:
 - **ньютоновских (жидкость замещения)**,
 - **неньютоновских** вязкопластичных (буровой раствор),
- при **режимах** движения жидкости:
 - ламинарном (структурном),
 - турбулентном;
- при различных **расходах** жидкости замещения, определяемых производительностью насосных **агрегатов**, тип которого выбирается инженером и приводится ниже.

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ И ДАВЛЕНИЯ, РАЗВИВАЕМЫЕ РАЗЛИЧНЫМИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Таблица 1

Передача	Частота вращения двигателя, об/мин	Число двойных ходов в минуту	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с			

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Ниже приводится численный пример расчёта освоения скважины методом замены вязкопластичной жидкости (бурового раствора) ньютоновской жидкостью.

5. Исследование скважин

Исследования, т.е. **замеры** различных физических величин и их обработка на нефтяных месторождениях проводятся для получения **данных** о продуктивном **пласте**, насыщающих его **жидкостях**, а также о различных **характеристиках скважин** - для установления рационального **режима** разработки месторождения и работы конкретных скважин, **контроля** за соблюдением установленного режима и **корректировки** его в случаях необходимости, т.е. для получения **исходных данных**, связанных с решением различных промысловых задач.

Существуют различные **виды исследований**:

- **лабораторные** – исследование образцов горных пород (физика пласта), проб пластовых жидкостей и др;

- **геофизические**, устанавливающие связи между электрическими параметрами и коллекторскими свойствами горных пород;

- **гидродинамические, термодинамические, потокометрические.**

Для определения фильтрационных характеристик пласта и скважин **более представительными**, т.е. более полно характеризующими пласт, являются **гидродинамические** методы исследований, т.к. при этих методах непосредственно используются результаты наблюдений движения жидкости и газа к забоям скважин в пластовых условиях и получаются **эффективные (усреднённые)** фильтрационные характеристики, тогда как при исследовании кернавыми и геофизическими методами мы получаем данные, характеризующие свойства пласта лишь в отдельных **точках** скважин и пластов, и для усреднения этих данных и получения каких-то представлений о пласте в целом используются различные гипотезы и приёмы математической статистики.

Для **выбора оборудования** и установления оптимального режима работы скважин при различных способах эксплуатации достаточно иметь индикаторную диаграмму данной скважины, а если она прямая, - то значение коэффициента продуктивности, т.е. необходимо провести исследование скважины методом **установившихся** отборов.

При решении задач, связанных с оценкой **качества освоения** скважин, обоснованием методов воздействия на прискважинную зону продуктивных пластов и оценкой эффективности этого воздействия, необходимо проведение **обоих** видов гидродинамических исследований: при установившихся и неустановившихся режимах фильтрации. Кроме того, часто возникает необходимость получения профиля притока (или отдачи) или приёмистости скважины, определения литологического состава породы – коллектора, физических свойств насыщающих жидкостей.

Считается, что исследования скважин при неустановившемся режиме дают больше информации, чем исследования методом установившихся отборов.

При обработке **кривой восстановления давления (КВД)** получают:

- среднее значение гидропроводности $\left(\frac{K_{np} \cdot h_n}{\mu_n} \right)$ или
- проницаемости ($K_{пр}$),
- коэффициент пьезопроводности (κ),
- приведенный радиус скважины ($r_{пр}$),
- коэффициент дополнительных потерь давления (показатель скин – эффекта),
- пластовое давление,
- приближённый коэффициент продуктивности скважины,
- радиус освещённости продуктивного пласта данным видом исследований.

При обработке данных исследования методом *установившихся отборов*, т.е. при обработке индикаторных диаграмм (ИД), определяют следующие параметры:

- коэффициент *продуктивности*,
- *пластовое* давление (если ИД построить в координатах q - $P_{заб}$,
- *гидропроводность*,
- *проницаемость продуктивного пласта в прискважинной зоне*.

Кроме того, применяется ещё метод *гидропрослушивания* продуктивного пласта, основанный на изучении процессов взаимодействия скважин при *изменении режимов* их работы.

Термогидродинамические методы исследования коллекторов призабойной зоны продуктивного пласта основаны на изучении тепловых эффектов, наблюдающихся при истечении жидкостей и газов из пористой среды в скважину вследствие проявления эффекта *Джоуля – Томсона* и используется главным образом для оценки *герметичности* эксплуатационных колонн.

Гидродинамические методы исследования позволяют оценить также *трещинные* пористость и проницаемость, ориентацию трещин, их среднюю раскрытость, размеры блоков, слагающих трещиноватый коллектор и т.д. **ЭТО НАДО В САМОЕ НАЧАЛО.**

Эти методы заключаются в изучении результатов измерений:

- *дебитов (расходов) жидкостей и газов,*
- *давлений на забое и устье скважины,*
- *пластовой температуры во времени.*

Технология и техника исследования скважин

Исследование *на приток* должно осуществляться как минимум на *трёх установившихся* режимах. Дебиты жидкости измеряются в сепараторах, мерниках (после сепаратора), на установках типа «Спутник», а дебиты газа – после сепаратора с помощью газовых расходомеров.

Температуру по разрезу пласта в скважинах можно измерять высокочувствительными электрическими термометрами (*ВЧТ*), спускаемых на электрических кабелях при геофизических исследованиях. Распределение температуры по разрезу пласта дистанционно передаётся на поверхность и фиксируется на бумажной ленте.

При **избыточном** давлении на устье фонтанной скважины глубинные приборы (манометры, термометры и дебитометры- расходомеры) спускаются в скважину через специальный сальник – **лубликатор**, который предварительно устанавливается на буфере или на план- шайбе.

Гидродинамические исследования скважин при установившихся режимах работы

(ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3)

Для скважин, эксплуатирующихся при условии фильтрации по пласту однофазной жидкости – ($P_{заб} \geq P_{нас}$) с постоянными дебитами нефти (в течение от нескольких часов до нескольких суток) на трёх или более режимах строится индикаторная диаграмма (**рис.22**),- по оси абсцисс принято откладывать дебит скважины q , по оси ординат – соответствующую депрессию $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$ или понижение уровня жидкости $\Delta S = S_{ст} - S_{дин}$. Величину депрессии определяют как разность между **динамическим** пластовым давлением и давлением на забое скважины. Динамическое пластовое давление определяют путём измерения забойного давления в остановленной скважине, когда оно практически перестаёт изменяться во времени. Динамическое пластовое давление соответствует давлению в пласте **между работающими скважинами**.

Виды индикаторных диаграмм:

- 1- прямолинейная индикаторная диаграмма, отражающая линейный закон фильтрации однофазной жидкости или водонефтяной смеси;
- 2- вогнутая к оси дебитов- отражает нелинейный закон фильтрации, чаще всего это бывает при $P_{заб} < P_{нас}$.
- 3- выпуклая к оси дебитов, также отражающая нелинейный закон фильтрации.

Обработка прямолинейных индикаторных диаграмм

На прямолинейной индикаторной диаграмме (**рис.23**) **берутся** произвольно две точки и по ним определяется коэффициент продуктивности скважины

$$k_{прод} = \frac{q_{ж_1} - q_{ж_2}}{P_{заб_1} - P_{заб_2}} \cdot \text{м}^3/\text{сут.МПа}.$$

В обводнённых скважинах коэффициент продуктивности определяется по жидкости с последующим пересчётом его в коэффициент продуктивности по нефти

$$K_{прод.н} = K_{прод.ж} (1 - f_{bv}) \cdot \rho_{нд} \cdot 10^{-3}, \text{ т/сут.МПа}.$$

Все дальнейшие расчёты ведутся по широко известной формуле **Дюпюи**

$$q_{ж} = \frac{2\pi \cdot k_{пр} \cdot h_n \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{b_{жс} \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{\sigma_c}{r_c} + C \right)}, \text{ м}^3/\text{с} \text{ (в поверхностных условиях).}$$

Коэффициент проницаемости призабойной зоны определяется по формуле

$$k_{np} = \frac{K_{прод.ж} \cdot b_{ж} \cdot \mu \cdot \ln \frac{\sigma_c}{r_{np}}}{2\pi \cdot h_n}, \text{ м}^2,$$

где $r_{np} = r_c \cdot e^{-c}$ - **приведенный радиус** несовершенной скважины, т.е. радиус такой **совершенной** скважины, дебит которой равен дебиту **несовершенной** скважины.

Считается, что определённый таким образом коэффициент проницаемости, характеризует собой проницаемость **прискважинной зоны продуктивного пласта, находящейся непосредственно** около стенок скважины, и **изменённую** по сравнению с **естественной** проницаемостью (в ту или другую сторону) под влиянием процессов **бурения** и **эксплуатации** скважины в результате проникновения в пласт бурового раствора или его фильтрата либо вследствие образования трещин и выноса частиц породы.

Другие задачи, решаемые на основании результатов исследования скважин методом установившихся отборов жидкости:

- **доля депрессии ΔP_r , расходуемой в призабойной зоне** различного радиуса r совершенной скважины определяется на основе уравнения депрессионной воронки

$$\Delta P_r = \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{\sigma_c}{r_c}},$$

откуда радиус призабойной зоны

$$R_{пз} = r_c \cdot \left(\frac{\sigma_c}{r_c} \right)^{1-\Delta P_r}.$$

- определение **дополнительных** фильтрационных сопротивлений за счёт:

C_1 - несовершенства скважины **по степени** вскрытия;

C_2 - несовершенства скважины по **характеру** вскрытия;

C_3 - **кольцевой** неоднородности по проницаемости;

C_4 - нарушения **линейности** закона фильтрации; в отличие

от первых трёх, этот коэффициент является функцией дебита жидкости.

Зная эти коэффициенты дополнительных фильтрационных сопротивлений по отдельности или в виде их суммы, именуемой скин-эффектом

$$S = C_1 + C_2 + C_3 + C_4,$$

можно определить перепад давления, расходуемый на преодоление того или иного вида дополнительных сопротивлений и доли этого перепада в величине общей депрессии.

Как указывалось выше, из формулы Дюпюи общая депрессия описывается формулой

$$\Delta P = \frac{q_c}{2\pi \cdot K_{np} \cdot h_n} \cdot \mu_n \cdot b_n \cdot \left(\ln \frac{\sigma_c}{r_c} + S \right).$$

Эту общую депрессию можно **разложить** на две составляющие:

- депрессию **совершенной** скважины, работающей с тем же дебитом:

$$\Delta P_0 = \frac{q_c \cdot \mu_n \cdot b_n}{2\pi \cdot K_{np} \cdot h_n} \cdot \ln \frac{\sigma_c}{r_c};$$

эта депрессия затрачивается на передвижение жидкости к забою скважины, т.е. её можно назвать «**полезной**» затратой энергии;

- депрессию, затрачиваемую на преодоление **дополнительных** фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне

$$\Delta P_{дон} = \frac{q_c \cdot \mu_n \cdot b_n}{2\pi \cdot K_{np} \cdot h_n} \cdot S.$$

Доля перепада давления на дополнительные сопротивления в общей депрессии определится как

$$\eta = \frac{\Delta P_{дон}}{\Delta P} = \frac{S}{\ln \frac{\sigma_c}{r_c} + S};$$

относительная потеря депрессии за счёт действия каждого из перечисленных **выше коэффициентов** фильтрационного сопротивления выразится как

$$\eta_i = \frac{\Delta P_i}{\Delta P} = \frac{C_i}{\ln \frac{\sigma_c}{r_c} + S}.$$

Очевидно, что коэффициенты C_1 и C_2 и соответствующие им относительные потери депрессии η_1 и η_2 определяются по графикам **В.И.Щурова**. Коэффициент C_3 определяется по формуле

$$C_3 = \left(\frac{K_{np.пл}}{K_{np.пз}} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r}{r_c}$$

и по вышеприведенной формуле определяется соответствующий ему коэффициент относительных потерь η_3 .

Зная доли дополнительных потерь, можно определить коэффициент полезного использования депрессии (энергии) в скважине и принять решение о необходимости **воздействия** на прискважинную зону или пласт.

Определение C_4 производится в том случае, если ИД **нелинейна** (рис.24).

При выполнении **практического занятия №3**, если **не имеется** реальной индикаторной диаграммы, строим её **условно по двум** точкам: первая – «**нуль**», вторая – **ожидаемый дебит скважины**, определяемый по уравнению Дюпюи, – **максимальная депрессия** $P_{пл} - P_{заб}$, между этими двумя точками проводим произвольно **криволинейную** индикаторную диаграмму, снимаем с неё 3-4 точки и далее работаем с ней как с реальной.

Обработка криволинейной индикаторной диаграммы

Криволинейная индикаторная диаграмма обрабатывается либо по *двучленной* либо по *степенной* формулам.

Обработка по двучленной формуле

$$\Delta P = A \cdot q_c + B \cdot q_c^2.$$

Слагаемое $B \cdot q_c^2$ определяет собой потери давления на *инерционные сопротивления*, и если ими можно пренебречь, то индикаторная кривая перестраивается в координатах $\frac{\Delta P}{q_c} \div q_c$ (рис.25), и тогда величина А есть *обратная* коэффициенту продуктивности. (Строго говоря, при криволинейной ИД понятие коэффициента продуктивности *исчезает*, поскольку мы имеем дело с нелинейной фильтрацией; можно говорить лишь о каком-то *скоростном* коэффициенте).

Тогда

$$C_4 = \frac{2\pi \cdot K_{пр.квд} \cdot h_n \cdot \Delta P_4}{q_c \cdot \mu \cdot b_n}$$

и

$$\eta_4 = \frac{C_4}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C_{1,2,3} + C_4}.$$

Если же инерционные потери занимают *значительную долю* в общей депрессии, то следует пользоваться степенной формулой

$$q_c = K \cdot (\Delta P)^n.$$

Приняв в первом приближении $n=0,5$, определяют значения К, для всех точек, затем, приняв среднюю величину К, уточняют показатель n.

Характерные типы индикаторных диаграмм для *нагнетательных* скважин (рис.26):

- 1- линейный закон фильтрации,
- 2 – нелинейный закон фильтрации,
- 3 – деформация трещинных каналов при нагнетании в пласт агентов.

тов.

Исследование скважин методом неустановившихся отборов жидкости (снятие КВД)

(ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4)

Определение параметров пласта по КВД

Техника измерений:

- в скважину опускается глубинный *манометр МГГ с часовым механизмом*,
- *измеряется дебит* скважины и
- скважина *останавливается и выдерживается определённое время на восстановлении* давления. По истечении этого срока манометр достаётся из скважины, и из него извлекается диаграмма

$$P=f(t),$$

которая имеет вид (рис.27).

(Если нет реальной КВД, то рисуем вручную и снимаем точки; конечная точка- 100-200 тыс.с).

Восстановление давления на забое мгновенно остановленной скважины описывается уравнением упругого режима

$$\Delta P(t) = P_{заб.t} - P_{заб.0} = \frac{q_c \cdot \mu_{жс} \cdot b_n}{4\pi \cdot K_{np} \cdot h_n} \cdot \ln \frac{2.25 \cdot \kappa \cdot t}{r_{np}^2},$$

где $\Delta P(t)$ – превышение текущего забойного давления над начальным,

q_c – дебит скважины перед остановкой, м³/с,

$\mu_{жс}$ – вязкость пластовой жидкости, Па·с,

K_{np} – проницаемость, м²,

r_{np} – приведенный радиус скважины, м,

b_n – объёмный коэффициент нефти (жидкости),

h_n – нефтенасыщенная толщина пласта, м,

κ – коэффициент пьезопроводности пласта (скорость распространения импульса давления), м²/с,

t – время, отсчитанное сначала остановки скважины, с.

Это уравнение можно *написать в виде*

$$\Delta P = \frac{q_c \cdot \mu_n \cdot b_n}{4\pi \cdot K_{np} \cdot h_n} \cdot \ln \frac{2.25\kappa}{r_{np}^2} + \frac{q_c \cdot \mu_n \cdot b_n}{4\pi \cdot K_{np} \cdot h_n} \cdot \ln t.$$

И тогда оно представляет собой уравнение прямой линии вида

$$Y=Bx+A$$

или

$$\Delta P=B \cdot \ln t+A,$$

где

$$A = \frac{q_c \cdot \mu_n \cdot b_n}{4\pi \cdot K_{np} \cdot h_n} \cdot \ln \frac{2.25 \cdot \kappa}{r_{np}^2}$$

и

$$B = \frac{q_c \cdot \mu_n \cdot b_n}{4\pi \cdot K_{np} \cdot h_n}.$$

ОБРАБОТКА КВД

1. Данные исследования скважины (рис.27) *перестраиваются* в координатах

$$\Delta P=f(\ln t) \text{ --(рис.28).}$$

В этих координатах кривая имеет *прямолинейный участок*.

2. Прямолинейный участок графика продолжается (*экстраполируется*) до пересечения с осью ординат; определяется отрезок А, МПа, отсекаемый на оси ординат; на прямолинейном участке выбираются *две точки* – «1» и «2» и по ним определяется *уклон* этого участка к оси абсцисс:

$$B = i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\ln t_2 - \ln t_1}.$$

(измерять угол **транспортиром нельзя**, поскольку на шкалах разные масштабы).

3. **Вычисляеися** комплексный параметр, именуемый гидропроводностью,

$$\varepsilon = \frac{K_{np} \cdot h_n}{\mu_{жс}} = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot q_{жс} \cdot b_{н(жс)}}{i \cdot \rho_{нд(жс)}}, \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с},$$

где $q_{жс}$ – дебит скважины перед остановкой, т/сут,

$b_{н(жс)}$ и $\rho_{нд(жс)}$ – соответственно объёмный коэффициент и плотность дегазированной нефти (если продукция скважины безводная) или жидкости (если продукция скважины представляет собой водонефтяную смесь).

4. Определяется **проницаемость пласта** по известным величинам μ и h_n

$$K_{np} = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h_n}, \text{ мкм}^2.$$

5. Определяется приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot \kappa}{10^i \cdot A}}, \text{ м},$$

где κ – параметр, именуемый коэффициентом пьезопроводности и определяемый по формуле

6.

$$\kappa = \frac{10^{-3} \cdot K_{np}}{\mu \cdot (K_n \cdot \beta_{жс} + \beta_n)}, \text{ м}^2/\text{с},$$

где μ подставляется в мПа·с,

$\beta_{жс}=0,000942 \text{ 1/МПа}$ и $\beta_c=0,000360 \text{ 1/МПа}$. (можно принять таковыми, если нет других данных).

7. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\varphi = \frac{\lg \frac{\sigma_{ср}}{r_c}}{\lg \frac{\sigma_{ср}}{r_{np}}},$$

где $\sigma_{ср}$ – половина среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними (по забоям).

8. Коэффициент продуктивности скважины

$$K_{прод} = \frac{236 \cdot \varepsilon \cdot \rho_{нд}}{b_n \cdot \lg \frac{\sigma_{ср}}{r_{np}}}, \text{ т/сут} \cdot \text{МПа};$$

при этом $\rho_{нд}$ подставляется в т/м³.

9. Радиус **освещённости** продуктивного пласта данным видом исследований (радиус или масштаб **осреднения** параметров пласта)

$$R_{осв} = 1,5 \cdot \sqrt{\kappa \cdot t_k}, \text{ м},$$

где t_k – конечная точка на оси абсцисс КВД.

10. Доля депрессии ΔP_r , расходуемая в призабойной зоне радиуса $R_{пз}$

$$\Delta \bar{P}_r = \frac{\ln \frac{R_{nz}}{r_c}}{\ln \frac{\sigma_c}{r_c}},$$

откуда радиус призабойной зоны (*это уже было*)

$$R_{nz} = r_c \cdot \left(\frac{\sigma_c}{r_c} \right)^{1 - \Delta \bar{P}_r}.$$

Сложную техническую проблему представляют собой непосредственные измерения забойного давления, в особенности в скважинах, эксплуатирующихся механизированными способами, из-за часто встречающихся трудностей **проходимости** приборов в скважину по различным причинам, на которых подробнее мы остановимся ниже. Поэтому существуют **косвенные** методы определения забойного давления.

В частности, в **фонтанных** скважинах забойное давление можно определять:

- по **устьевому** (буферному) давлению, зная плотность ГЖС (здесь надо разобрать и решить задачу по методике Поэтмана – Карпертнера:
- общий перепад давления $P_{нас} - P_y$ разбивается на число интервалов

$$N = \frac{P_{нас} - P_y}{\Delta P_i},$$

где шаг интервала $\Delta P_i \approx 0.1 P_{нас}$

.....(и далее по сборнику задач И.Т.Мищенко, стр.99)

1. Подготавливаем исходные данные, характеризующие режим работы скважины:.....

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ СКВАЖИН

Иногда забойные давления косвенно измеряют **по уровню** жидкости в скважине с последующим пересчётом уровней в давления ($P = \rho gh$).

Эхометрия

Замер глубины уровня жидкости в **затрубном** пространстве скважины выполняется с помощью прибора, именуемого **эхолотом**.

При этом способе у устья скважины возбуждается **звуковая волна**, которая **распространяется** по стволу скважины к уровню жидкости, **отражается** от этого уровня и снова возвращается к устью скважины. Эхолот отмечает **время**, в течение которого звуковая волна проходит от устья скважины до уровня жидкости и возвращается обратно.

Ранее на промыслах применялся эхолот конструкции **Сныткина**, сейчас, в связи с **конверсией военных** предприятий и **рассекречиванием** многих достижений в области **измерительной и компьютерной** техники появились различные конструкции, но принцип действия их один и тот же.

Эхолот состоит из (рис.29):

1 - пороховой или пневматической *хлопушки* с

2 – *мембраной* из плотной бумаги; звуковая волна, пройдя по стволу скважины, *отражается* от поверхности (уровня) жидкости в ней и, возвращаясь обратно, *улавливается*

3 – термофоном, представляющим собой вольфрамовую W – образную нить диаметром 0,03 мм; термофон получает *питание* от аккумулятора; звуковая волна изменяет силу тока в термофоне (вследствие изменения температуры нити); электрический импульс в термофоне усиливается при помощи

4 – лампового *усилителя* и *воспринимается*

5 – *перописцем*, представляющим собой электромеханический преобразователь; перописец фиксирует соответствующие «*пики*» на диаграмме (эхограмме);

6 – *ленточная диаграмма*, движущаяся с *постоянной скоростью* от

7 – *электродвигателя*.

Расстояние от пика «*Устье*» до пика «*Уровень*» на диаграмме пропорционально *времени* прохождения звуковой волны от устья до уровня жидкости и обратно, т.е. двойного расстояния от устья до уровня.

Время распространения звуковой волны до уровня жидкости определяют по известной *скорости* движения ленты записывающего механизма. В зависимости от диаметра шкива лентопротяжного механизма электродвигатель продвигает ленточный бланк со скоростью 50 или 100 мм/с.

Для определения положения *уровня* жидкости в скважине необходимо знать ещё *скорость звука в затрубном пространстве* скважины. Для её определения на колонне НКТ устанавливают *реперы – отражатели*, расстояние до которых *точно известно*; обычно устанавливают один, реже два репера (в последнее время их вообще *не устанавливают*, обходясь какими-то мудрёными математическими формулами).

В качестве репера может служить патрубок длиной от 0,5 до 5м, перекрывающий кольцевой зазор между обсадными и насосными трубами на 60- 65% (рис.31);

1- муфта НКТ;

2 – НКТ;

3 – отрезок трубы (репер);

4 – стопорный винт;

5 – обсадная колонна.

При известной глубине установки репера l и времени пробега волны t , определяемого по эхограмме, скорость её (волны) распространения равна

$$V_{\text{с}} = \frac{2l}{t}.$$

Тогда положение уровня жидкости в скважине определится как

$$H_{\text{ур}} = \frac{V_{\text{с}} \cdot T}{2} = l \cdot \frac{T}{t}, \text{ м.}$$

Скорость звука в скважине можно определить также во время её **ремонта**, **когда** из скважины подняты НКТ и другое оборудование, с помощью аппарата (лебёдки) Яковлева (так называемый агрегат «АЗИНмаш – 8»), а время движения волны – эхолотом.

Кроме измерения уровней в скважине, лебёдки АЗИНмаш – 8, установленные на автомобиле, и приводимые в движение от двигателя автомобиля, применяются для **замеров**:

- глубины скважин (искусственного забоя),
- глубины спуска НКТ (меры труб),
- взятия проб пластовых жидкостей,
- определения скорости подъёма жидкости в остановленной скважине (снятие КВУ).

Эти лебёдки иногда применяются и для **ремонтных работ**, при этом используются разнообразные дополнительные приспособления – поплавки, грузы, желонки, пики, печати и т.д.

Измерения забойных давлений в **глубинно-насосных** скважинах при небольшой глубине производятся **малогабаритными** глубинными манометрами, если устье скважины оборудовано **эксцентричной планшайбой (рис.32)**, а низ НКТ – **фонарём** во избежание **падения** приборов на забой скважины при порыве троса, на котором они спускаются в скважину. Манометр опускается в **затрубное** пространство скважины через эксцентричное отверстие в планшайбе, обеспечивающее **односторонний увеличенный зазор между подъёмными трубами и обсадной колонной**.

Скважины, оборудованные **штанговыми** и **электроцентробежными** насосами, можно также исследовать с **помощью лифтовых** глубинных (автономных) или **дистанционных** манометров: геликсных (типов МГГ, МГИ, МГН), пружинно-поршневых (типов МПП, МПМ), дифференциальных (ДГМ, Самотлор- 1).

При **снятии КВД** обычными глубинными манометрами на забоях скважин, оборудованных **ЭЦН**, используются специальные **приспособления** ВНИИ или ТатНИПИнефть (**рис.33**), которые обеспечивают **перекрытие** проходного сечения в НКТ над насосом (после его остановки) и сообщение рабочей части глубинного манометра с **забоем** (приспособление ВНИИ) или с **затрубным пространством** (приспособление ТатНИПИнефть).

Для определения **ПРОФИЛЯ ПРИТОКА** (в добывающих скважинах) или **РАСХОДА** (в нагнетательных скважинах) по разрезу пласта применяются глубинные **дебитомеры-расходомеры**, представляющие **турбинку** («вертушку – крыльчатку») с **электрогенератором**. Эти приборы спускаются в **работающие** скважины и регистрируют **распределение** величин дебита или расхода жидкости **по разрезу** пласта (соответственно снизу вверх или сверху вниз) (**рис.34**).

Общая величина дебита или расхода жидкости замеряется на поверхности с помощью **поверхностных** расходомеров.

Минимальная толщина пласта, в пределах которой измеряются дебиты и расходы жидкости – 0,4 м.

Типы глубинных дебитомеров-расходомеров:

- дистанционные – ДГД, РГД,
- автономные (с записью показаний на глубине) – «Поток», ГД,

ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ

Кривые гидропрослушивания обычно строят в координатах

$$\Delta P - t,$$

где ΔP – изменение давления в реагирующей скважине по отношению к фоновой кривой.

(продолжить по специальной литературе)

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Определение притока нефти по разрезу пласта с помощью термограмм

(метод Э.Б.Чекалюка)

Определяется **поинтервальный приток** нефти из пласта с помощью **установившихся температур** в пределах эксплуатационного объекта после достаточно длительного периода работы скважины (в течение нескольких суток) на режиме постоянного отбора жидкости. **Наличие и интенсивность** притока нефти из каждого действующего **интервала** (в пределах эксплуатационного объекта) устанавливается по **калориметрическому** эффекту, который обуславливает **снижение** температуры восходящего потока нефти в интервалах притока. На температурной кривой (**термограмме**, снятой по разрезу пласта при данном режиме работы скважины) выделяются **ступеньки температурного градиента**, по которым отбиваются (выделяются) **интервалы** притока нефти и определяется их дебит (**рис.35- уточнить по «Справочной книге по добыче нефти...»**).

С целью устранения из рассмотрения **скачка температуры в нижнем** действующем интервале пласта, возникающего вследствие **дроссельного** эффекта, через точку пересечения термограммы с подошвой этого интервала проводится **условная термограмма (УТ)**, параллельная **геотерме в остановленной скважине**, именуемая **базовой** термограммой.

Уравнение этой геотермы

$$H = 50 \cdot t^{\circ}C - 250,$$

или уравнение базовой термограммы

$$t^{\circ}C = \frac{H}{50} + 5.$$

На термограмме выделяется кровля (k_i) и подошва (n_i) для каждого из действующих интервалов (целесообразно сопоставить термограмму со стандартной калориметрической диаграммой или с диаграммой БКЗ) и составляется таблица:

Характер температурного эффекта	Интервалы (кровля - подошва), м							
	i=1		i=2		I=3		I=4	
	1987-2001		2088-2098		2276-2291		2326-2340	
Температура по базовой геотерме, °С	44,74	45,02	46,76	46,96	50,52	50,82	51,52	51,80
Фактическая температура в работающей скважине	46,71	47,71	49,14	49,43	51,29	52,71	53,14	53,79
$\Delta t_{pi} =$ $= t_{факт} - t_{теор}$	+1,97		+2,38		+0,77		+1,62	
$\Delta t_{ki} =$ $= t_{факт_{кр}} - t_{теор_{под}}$		-1,00		-0,29		-1,42		-0,65

Определяется повышение температуры у кровли действующего интервала пласта (относительно условной геотермы) – Δt_{pi} , °С и **понижение** температуры в пределах интервала за счёт калориметрического эффекта

$$\Delta t_{ki} = t_{факт_{кр_{ли}}} - t_{факт_{подошвы}}$$

Производительность каждого интервала определяется последовательно **сверху вниз** по уравнению

$$\Delta t_{pi} \cdot q_{pi} = \Delta t_{ki} \cdot \sum q_{ni}, \quad (105)$$

где q_{pi} – дебит нефти рассматриваемого интервала, т/сут,

$\sum q_{ni}$ – суммарный дебит нефти интервалов, ниже лежащих относительно рассматриваемого,

i – индекс показателей для рассматриваемого действующего объекта.

Для верхнего интервала при расчётах по формуле (105) используется равенство:

$$q_n^{св} = q_{pi} + \sum q_{n(i-1)}. \quad (106)$$

Расчёты дебитов ниже лежащих интервалов производятся с помощью этого равенства при последовательном исключении из дебита скважины и $\sum q_n$ величин дебитов выше лежащих интервалов.

Затруднения с выделением кровли самого нижнего интервала на основанной термограмме преодолевается путём снятия вспомогательной термограммы после временной остановки исследуемой скважины.

На вспомогательной термограмме нижний действующий интервал (как, впрочем, и другие) чётко выделяется в виде положительной аномалии температуры вследствие дроссельного эффекта.

В нагнетательных скважинах калориметрические и дроссельные эффекты отсутствуют, а наблюдается лишь процесс теплообмена между нагнетаемым потоком (воды или газа) и стенками скважины. Поэтому для выделения интервалов

поглощения следует использовать либо термограммы остановленных скважин, либо глубинные расходомеры.

На термограммах остановленных нагнетательных скважин интервалы поглощения чётко выделяются по отрицательным аномалиям температуры.

Численный пример

Дебит скважины $q_c = 54$ т/сут.

На температурной кривой (рис. 35) при работе скважины выделяются четыре действующих интервала

- повышения температуры относительно условной геотермы (УТ), Δt_{pi} , °С,
- понижения температуры в кровле интервала относительно подошвы данного интервала за счёт калориметрического эффекта Δt_{ki} .

Эти величины представлены в вышеприведенной таблице.

Для каждого интервала составляются уравнения вида (105) и (106).

При этом следует иметь ввиду, что ниже нижнего интервала – четвёртого – также может быть приток жидкости, который обозначим q_x .

Тогда для каждого интервала величины $\Sigma q_{n(i-1)}$ определяются как

- для первого интервала
 $(q_2 + q_3 + q_4 + q_x),$
- для второго интервала
 $(q_3 + q_4 + q_x),$
- для третьего интервала
 $(q_4 + q_x),$
- для четвёртого интервала
 $q_x.$

Тогда для первого интервала уравнения вида (105) и (106) запишутся как

$$\Delta t_{p1} \cdot q_1 = \Delta t_{k1} \cdot (q_2 + q_3 + q_4 + q_x)$$

и

$$q_n^{скв} = q_1 + (q_2 + q_2 + q_3 + q_x).$$

Отсюда

$$1,97 \cdot q_1 = (q_2 + q_3 + q_4 + q_x)$$

$$54 - q_1 = (q_2 + q_2 + q_3 + q_x).$$

$$1,97 \cdot q_1 - 54 + q_1 = 0;$$

$$q_1 = 18,2 \text{ т / сут.}$$

$$q_2 + q_3 + q_4 + q_x = 35,8 \text{ т / сут.}$$

Для второго интервала

$$\Delta t_{p2} \cdot q_2 = \Delta t_{k2} \cdot (q_3 + q_4 + q_x);$$

$$q_2 + q_3 + q_4 + q_x = 35,8 \text{ т / сут.}$$

Отсюда

$$2,38 \cdot q_2 = 0,29 \cdot (q_3 + q_4 + q_x);$$

$$q_2 + q_3 + q_4 + q_x = 35,8 \text{ т / сут.}$$

$$\begin{aligned}
2,38 \cdot q_2 &= 0,29 \cdot (q_3 + q_4 + q_x); \\
-0,29q_2 + 10,382 &= 0,29 \cdot (q_3 + q_4 + q_x) \\
2,38q_2 + 0,29q_2 - 10,382 &= 0,
\end{aligned}$$

Откуда

$$q_2 = 3,9 \text{ м / сут}; \quad q_3 + q_4 + q_x = 32,0 \text{ м / сут}.$$

Для третьего интервала

$$\begin{aligned}
\Delta t_{p3} \cdot q_3 &= \Delta t_{k3} \cdot (q_4 + q_x); \\
q_3 + q_4 + q_x &= 32,0 \text{ м / сут}. \\
0,77 \cdot q_3 &= 1,42 \cdot (q_4 + q_x); \\
q_3 + q_4 + q_x &= 32,0 \text{ м / сут}. \\
0,77 \cdot q_3 &= 1,42 \cdot (q_4 + q_x); \\
q_3 - 32,0 &= -(q_4 + q_x). \\
0,77q_3 &= 1,42q_4. \\
-1,42q_3 + 45,44 &= 1,42q_4. \\
0,77q_3 + 1,42q_3 - 45,44 &= 0.
\end{aligned}$$

$$q_3 = 20,8 \text{ м / сут}; \quad q_4 + q_x = 11,2 \text{ м / сут}.$$

Для четвёртого интервала

$$\begin{aligned}
\Delta t_{p4} \cdot q_4 &= \Delta t_{k4} \cdot (q_x); \\
q_4 + q_x &= 11,2 \text{ м / сут}. \\
1,62q_4 &= 0,65q_x. \\
q_4 + q_x &= 11,2 \text{ м / сут}. \\
1,62q_4 &= 0,65q_x. \\
q_4 - 11,2 &= -q_x. \\
1,62q_4 + 0,65q_4 - 7,28 &= 0. \\
q_4 &= 3,2 \text{ м / сут}.
\end{aligned}$$

Дополнительный приток жидкости снизу

$$q_x = 8,0 \text{ м / сут}.$$

Проверочный расчёт

$$q_{\text{сбв}} = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_x = 18,2 + 3,9 + 20,8 + 3,2 + 8,0 = 54,1 \text{ т/сут}.$$

6. Методы воздействия на призабойную зону скважины (ПЗЗ) и пласт

(Решение об их применении принимается после проведения вышеперечисленных промысловых исследований)

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

Назначение методов воздействия, их перечень и общая характеристика

Основное назначение этих методов – **увеличение проницаемости** ПЗЗ или пласта **с целью** обеспечения максимально возможных притоков нефти к забоям скважин, а также уменьшения водопритокров путём **изоляции** водоносных интервалов пласта.

Эта цель достигается за счёт:

- **очистки** поровых каналов и трещин продуктивного пласта, от различного рода материалов, отложившихся в них (парафин, смолы, асфальтены, глина и т.д.),
- **увеличения диаметра** пор и **создания** новых каналов и трещин в пористой среде.

Наиболее распространёнными методами являются физические, химические и физико-химические, термические:

- кислотные обработки,
- гидравлический разрыв пласта (ГРП),
- тепловые обработки,
- обработки поверхностно- активными веществами (ПАВ),
- вибрационные и акустические обработки и **многие** другие.

Применение перечисленных методов **ограничивается** из возможностями и пластовыми условиями.

Рассмотрим **основные** методы воздействия на ПЗЗ, главным образом из **принципиальную** сущность, поскольку конкретных технологий очень **много**.

Кислотные обработки нефтяных и нагнетательных скважин

Назначение:

- **обработка** забоев, ПЗ и удалённых частей пласта добывающих и нагнетательных скважин для **увеличения** их дебитов (приёмистостей), **освоения** и **выравнивания профилей приёмистости и отдачи при поинтервальных обработках** за счёт создания каналов **растворения** горных пород;

- **обработка НКТ**, забоя (фильтра) скважин и ПЗ с целью растворения отложений, - выделившихся из пластовых вод **солей**, препятствующих фильтрации нефти из пласта в скважину и поступлению её (нефти) в подъёмную колонну и на поверхность;

- **обработка поверхности** забоя для удаления глинистой или **цементной корки**, продуктов **коррозии** и др;

- **обработка забойной пробки** с целью её разрыхления, уменьшения плотности и обеспечения ликвидации промывкой.

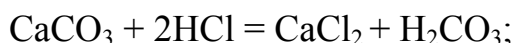
В историческом плане- самый первый метод-

- **обработка скважин соляной кислотой (HCl).**

Воздействие соляной кислотой на продуктивные пласты основано на её способности **растворять карбонатные породы** – известняки и доломиты и тем самым создавать новые каналы для продвижения нефти к забоям скважин.

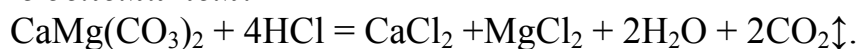
Химические реакции при этом происходят по уравнениям:

- **с известняком:**



при этом нестойкая угольная кислота разлагается на воду и углекислый газ;

- **с доломитом:**



Продукты этих реакций хорошо **растворимы** в воде, что облегчает удаление их из пласта в скважину.

Техника проведения – использование **насосных агрегатов** (в основном АЗИНмаш-30).

Написанные выше формулы химических реакций описывают гетерогенные и многостадийные химические реакции, которыми необходимо **управлять**. **Скорость** таких реакций характеризуется количеством вещества, прореагировавшего на единице поверхности в единицу времени, $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$, и эта величина носит название скорость реакции. При описании химических реакций такого типа пользуются законом, выражающим **вероятность столкновения** между отдельными атомами или ионами:

$$V = K \cdot C_M^m \cdot C_N^n,$$

где V- скорость реакции, $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$

K- коэффициент, являющийся в соответствии с законом Аррениуса функцией температуры

$$K = K_0 \cdot e^{-\frac{E}{RT}}, \quad (1.1)$$

где K_0 – предэкспоненциальный множитель,

R – газовая постоянная,

T – абсолютная температура,

E – энергия активации, т.е. та избыточная энергия, которой должна обладать молекула или атом вещества, чтобы преодолеть энергетический барьер данной реакции,

m и n – коэффициенты, определяющие порядок реакций,

C_M^m и C_N^n – концентрации веществ M и N.

Химические реакции происходят по диффузионной кинетике.

Плотность диффузионного потока частиц в зону реакции в неподвижной среде при многостадийных процессах определяется по закону Фика при $T=\text{const}$:

$$j = -D \cdot \text{grad}C = -D \cdot \frac{dc}{dx},$$

где j – количество вещества, проходящее в зону реакции в единицу времени,
 D – коэффициент молекулярной диффузии, характеризующий физические свойства данной системы, $\text{см}^2/\text{с}$,
 C – концентрация раствора,
 x – расстояние движения частицы вещества из исходного положения в зону реакции.

Коэффициент молекулярной диффузии D увеличивается с уменьшением размера диффундирующих частиц и уменьшается с увеличением вязкости среды; для некоторой температуры T этот коэффициент определяется по формуле Эйнинга:

$$D_T = D_0 \cdot e^{-\frac{E}{RT}},$$

где D_0 – предэкспоненциальный множитель, мало зависящий от температуры.

Диффузия. Если осторожно налить некоторое количество чистого растворителя поверх раствора, то растворённое ранее в растворе вещество будет переходить (диффундировать) в чистый растворитель, даже если этот раствор не *перемешивать*, а оставить стоять *неподвижно*.

Через некоторое время растворённое вещество распределится абсолютно равномерно по всей жидкости. Это *самопроизвольное передвижение* растворённого вещества называют **диффузией**. Она есть следствие беспорядочного теплового движения растворённых молекул вещества. Это *внутреннее движение* проявляется вовне в стремлении растворённого вещества к распространению.

Мерой этой тенденции к *самораспространению* является **осмотическое давление, которое** можно рассматривать как меру движущей силы диффузии.

Если диффузия, несмотря на значительную величину осмотического давления, протекает медленно, то причина этого заключается в сопротивлении трения (вязкости), которое (сопротивление растворителя) противодействует движению растворённых молекул.

Осмотическое давление – избыточное гидростатическое давление раствора.

Если количество диффундирующего вещества, поступающего в единицу объёма пространства, *не соответствует количеству* вещества, уходящего из этого объёма, концентрация вещества в этом объёме изменяется во времени по второму закону Фика:

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} = D \cdot \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}.$$

При движении раствора вдоль поверхности растворяемой породы интенсивность переноса веществ в зону реакции выражается формулой

$$j = -D \cdot \text{grad}p + WC = -D \cdot \frac{dp}{dx} + WC,$$

где p – давление,

W – скорость движения раствора

Прирост концентрации растворов по растворяемому веществу

$$\left(\frac{dc}{dt} \right).$$

пропорционален:

- площади поверхности, взаимодействующей с растворителем S , и
- разностями между концентрациями твёрдой фазы в растворителе C_∞

и кислоты в растворе, т.е.

$$\frac{dc}{dt} = S \cdot K' \cdot (C_\infty - C), \quad (1.2)$$

где

$$K' = \frac{D}{\delta},$$

т.е. это отношение коэффициента диффузии к толщине диффузионного слоя δ .

Коэффициент молекулярной диффузии соляной кислоты равен $2,4 \cdot 10^{-5}$ см/с при энергии активации $E=3590$ кал/моль и $T = 293$ К

Толщина диффузионного слоя δ при движении растворителя на входном участке трубы с растворимыми стенками есть функция

- коэффициента молекулярной диффузии
- кинематического коэффициента вязкости растворителя,
- скорости движения жидкости и
- линейного размера (*чего???*).

Если скорость диффузии вещества в зону реакции больше скорости растворения, то гетерогенные реакции протекают в так называемой **кинетической области** и контролируются скоростью отрыва частиц от поверхности твёрдой фазы. В этом случае формула (1.2) не изменяется, но коэффициент пропорциональности K' приобретает иной физический смысл, - он становится константой скорости реакции, которая определяется по формуле (1.1).

Исследования, посвящённые кинетике растворения карбонатных пород в соляной кислоте, проводили

- в статических условиях, т.е. образцы породы выдерживали при различных температурах и давлениях в кислоте, и через некоторое время определяли потерю концентрации кислоты или веса образца (Б.Г.Логинов),
- при вращении образцов в кислоте (Э.М.Тосунов),
- при движениях в щелях (В.А.Аммян, В.С.Уголев) и
- в круглых каналах (М.Ф.Путилов).

Скорость растворения карбоната кальция в соляной кислоте практически прямо пропорциональна её концентрации, т.е. данная реакция относится к реакциям первого порядка. С повышением температуры скорость этой реакции увеличивается.

Направления совершенствования кислотных обработок:

- изыскание **добавок** к кислоте, снижающих её коррозионную активность (ингибиторы **коррозии**);
- выявление добавок, препятствующих выпадению в **осадок гидроокислов** железа при нейтрализации кислоты (**стабилизаторов**); в качестве таковых сейчас используется **уксусная кислота**;
- подбор добавок, снижающих **фильтруемость** кислоты через **боковые** поверхности каналов во избежание **непроизводительного расхода кислоты и с целью увеличения глубины самих каналов**;
- изыскание добавок, **замедляющих скорость** реакции кислоты с карбонатной породой (скорость её растворения) с целью достижения **более глубокого проникновения** в удалённые зоны продуктивного пласта;
- изыскание добавок, улучшающих вынос **продуктов** нейтрализации кислоты из пористой среды;
- совершенствование **технологических** приёмов.

В качестве эффективных **ингибиторов коррозии** промышленное применение нашли:

- уникол ПБ- 5 –дозировка 0,25-0,6%- снижает коррозионное действие соляной кислоты в 3-42 раза; однако данный ингибитор выпадает в осадок при нейтрализации соляной кислоты;
- катапин- 2а – добавка 0,1-0,5%;
- катапин К,
- карбозалин- марвелан И-1-А и др.

Кислоту можно **закачивать** как по НКТ так и по затрубному пространству. **Концентрация кислоты** после окончания обработки составляет около 0,4% (по данным лабораторных исследований).

Факторы, влияющие на глубину проникновения кислоты в карбонатную пористую среду

- скорость фильтрации,- чем больше, тем дальше;
- концентрация – то же самое;
- давление и температура- в зависимости от объёма газообразной фазы.

Роль осадкообразующих примесей

Известно, что.....(далее по учебному пособию И.С.Мищенко)

Химические реагенты и материалы, применяемые при кислотных обработках. Требования, предъявляемые к ним

Соляная кислота(HCl) – наиболее широко **распространённый** реагент. В соляной кислоте **должны отсутствовать** или содержаться в небольших количествах любые **примеси**, наличие которых при взаимодействии кислоты с породами пласта может привести к **образованию осадков** в поровом пространстве коллекторов, **загрязняющих** это поровое пространство, **снижающих** проницаемость пла-

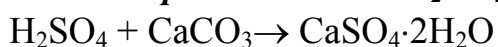
ста и эффективность кислотной обработки. В противном случае мы можем получить эффект, *обратный* ожидаемому.

Особенностью этих вредных примесей является то, что они *хорошо растворяются в соляной кислоте* и в её растворе, приготовленном для закачки в пласт, но *после нейтрализации* кислоты в результате взаимодействия с породами продуктивного пласта они *не могут удержаться в растворённом состоянии* и выпадают в виде *осадков* («начинают возникать»), именуемых *продуктами нейтрализации*.

Рассмотрим основные из этих *примесей*, которые *неизбежно* содержатся в *товарной* соляной кислоте – таковы особенности технологии её производства.

Хлорное железо $FeCl_3$ – в результате *гидролиза* (разложение вещества в результате присоединения воды) образуется осадок гидроокиси железа $Fe(OH)_3$.

Серная кислота H_2SO_4 – при реакции с известняком



Твёрдый осадок-

Гипс

Ингибитор коррозии ПБ-5 выпадает в поровом пространстве в *форме хлопьевидной* объёмистой массы.

Иногда в соляной кислоте содержится *плавиковая кислота HF*, которая при реакции с карбонатами даёт *осадки* в виде фтористого кальция и фосфорнокислого кальция



По изложенным выше причинам содержание *примесей* в кислоте *строго регламентируется* и контролируется потребителем – так называемый «*входной контроль*».

Приготовление из товарной (концентрированной) соляной кислоты рабочего кислотного раствора с заданной концентрацией (как правило- меньшей, чем концентрация товарной кислоты)

Основой для расчётов при составлении *рабочего кислотного* раствора являются данные таблицы..., с помощью которой по величине *плотности кислоты (ρ_k)*, *определяемой в промышленной лаборатории, находится содержание*, т.е. концентрация, соляной кислоты, в её водном растворе в % и в кг/л.

Количество *товарной* кислоты $V_{тнcl}$, л, необходимое для получения *одного кубометра рабочего* (технологического) кислотного раствора *с заданной концентрацией (а, % объёмн.)*, определяется по формуле

$$V_{тнcl} = \frac{a \cdot \rho_T \cdot 10}{A},$$

где ρ_T – плотность раствора кислоты заданной концентрации (а), определяемая по таблицам,

А- количество 100%- ой соляной кислоты в кг/л товарной кислоты, определяемое также по таблицам.

Количество **воды**, м^3 , необходимое для **доведения** объёма рабочего (технологического) раствора до одного м^3 (т.е. для **разбавления товарной кислоты с целью снижения её концентрации до нужной**), очевидно равно

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = (1 - V_{\text{HCl}}).$$

Общий объём рабочего раствора (n , м^3) определяется опытным путём обычно на 1м обрабатываемого интервала продуктивного пласта и колеблется в **пределах 0,8-1,2 $\text{м}^3/\text{м}$** .

Очевидно, что для запланированного **общего объёма** рабочего раствора в $n \text{ м}^3$ полученные выше значения V_{HCl} и $V_{\text{H}_2\text{O}}$ необходимо **увеличить в n раз**.

«**Доводка**» концентрации раствора до заданной производится путём **добавления** товарной кислоты или воды.

Если концентрация рабочего раствора соляной кислоты окажется **меньше запланированной**, то к полученному рабочему раствору добавляется **товарная** (концентрированная) кислота в объёме

$$\Delta V_{\text{HCl}} = \frac{W \cdot (\rho - \rho_{\phi})}{\rho_{\tau} - \rho},$$

где W – количество **готового** раствора, м^3 , **подлежащего «доводке»** до нужной концентрации,

ρ - плотность раствора **запланированной концентрации**, $\text{кг}/\text{м}^3$,

ρ_{ϕ} – фактическая плотность готового раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$,

ρ_{τ} – плотность товарной кислоты, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Если концентрация **рабочего раствора получилась больше** заданной, то **добавляется вода** в количестве

$$\Delta V_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{W \cdot (\rho_{\phi} - \rho)}{(\rho_{\tau} - 1)}.$$

По величине плотности товарной кислоты (ρ_{τ}), представленной в нижеследующей таблице, можно определить содержание HCl в % и в $\text{кг}/\text{л}$:

ρ_{τ} , $\text{г}/\text{см}^3$	Концентрация HCl, %	Содержание HCl, $\text{кг}/\text{л}$:
1,030	5,15	0,063
1,035	7,15	0,074
1,045	9,16	0,096
1,060	12,19	0,129
1,080	16,15	0,174
1,110	21,92	0,243
1,145	27,66	0,315
1,180	35,39	0,418

Если планируется **добавление** растворов **других реагентов** (т.е. планируется приготовление **композиции химических реагентов**),- например, уксусной и плавиковой кислот, ингибиторов, ПАВ и др., - то количество **воды**, необходимое для доведения общего объёма рабочего раствора до 1 м^3 , соответственно **уменьшается на сумму всех добавок**.

Тогда объём добавляемой воды выразится как

$$V_{H_2O} = 1 - (V_{T.HCl} + V_{T.CH_3COOH} + V_{T.HF} + V_{Пав} + V_{\text{другие-реагенты}}).$$

Вообще же все вопросы приготовления и использования кислотных растворов детально изложены в соответствующих **технологических инструкциях, регламентах** и других нормативных документах.

Очевидно, что на все без исключения виды **работ на скважине** составляется подробнейший план.

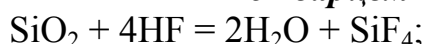
Техническая соляная кислота, как весьма **агрессивный** материал, перевозится в **гуммированных герметичных** железнодорожных цистернах или аналогичных автомобильных цистернах, контейнерах бочках и др.

Плавиковая (фтористоводородная) кислота (HF) – очень опасный химический продукт!!!

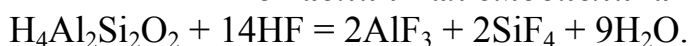
Применяется для обработки забоя и призабойной зоны продуктивных пластов, сложенных **терригенными коллекторами** (кварцевыми песчаниками, алевролитами и др.).

Характер взаимодействия плавиковой кислоты с **силикатными (содержащими кремний)** материалами выражается ниже на примере взаимодействия с **кварцем** и **каолином- алюмосиликатом**

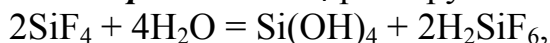
- с **кварцем**



- с **каолин - алюмосиликатом**



Первая реакция протекает очень **медленно** и не представляет собой практического интереса, **вторая** же – с алюмосиликатом – наиболее важная, она протекает достаточно **быстро**. Образовавшийся в результате этих реакций **фтористый кремний SiF₄** реагирует с водой по схеме **гидролиза**



образующийся при этом **гидрат окиси кремния Si(OH)₄** может превратиться в **студнеобразный гель, запечатывающий часть** порового пространства продуктивного пласта.

Поэтому плавиковая кислота применяется для обработки скважин только в смеси с соляной, и эту смесь называют «глинистой кислотой» (ранее называли «грязевой») или «глинокислотой»; её состав:

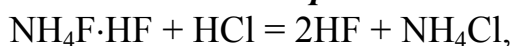
HF - 3÷5%, HF – 8 ÷ 10%, остальное вода.

Бифторид-фторид аммония (БФА) NH₄·F·HF + NH₄F

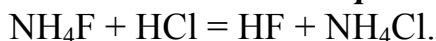
Применяется для приготовления **рабочего** раствора **глинокислоты** при обработках скважин, эксплуатирующих продуктивные пласты, сложенные **терригенными коллекторами**.

При растворении его в растворе соляной кислоты образуется **плавиковая кислота** и **хлористый аммоний** по следующим схемам:

- с **первой составляющей**



- *со второй составляющей*



Преимущества БФА:

- *невысокая стоимость* – это отход химического производства,
- *менее опасен*, чем химически чистая
- плавиковая кислота.

Дозировка БФА определяется в лабораториях.

Хранится и перевозится БФА в двойных мешках (полиэтилен – крафт – бумага) или в бочках, выстланных полиэтиленовой плёнкой.

Уксусная кислота CH_3COOH

Добавляется в состав раствора в количестве 4÷5% от общего количества раствора; она в 4÷4,5 раза *замедляет скорость* нейтрализации (реакции) основной части кислотного раствора карбонатной породой пласта. При этом кислота более *глубоко* проникает в пласт с сохранением своей активности; кроме того, уксусная кислота играет роль *стабилизатора*, предупреждающего выпадение в в поровом пространстве пласта *осадков* гидроокиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

Кремнийфтористоводородная кислота (КФВК) H_2SiF_6

Применяется для ограничения *водопритоков*.

Ингибиторы коррозии

(о них уже говорилось выше- объединить данный текст с предыдущим)

Это специальные химические реагенты, добавление которых в *небольших* количествах сильно *снижает* коррозионное разрушение кислотными растворами металла ёмкостей для хранения кислот и их растворов, передвижных ёмкостей всех видов, насосных агрегатов, линий обвязки (соединительных трубопроводов) и прочего оборудования, а также металла подземного оборудования скважин – НКТ, эксплуатационной колонны, фильтров и пр.

Ингибирование кислотных растворов- *обязательная* операция.

Реагенты – ингибиторы коррозии

Катапин А (ПАВ) – алкилбензил перидинийхлорид – *наилучший* ингибитор; дозировка- 0,1% общего количества кислотного раствора; коррозионная активность его снижается примерно в 50 раз; хорошо растворяется в кислотных растворах и не образует осадков при растворении в воде.

Катапин К.

Другие, менее активные ингибиторы : марвелан- К(0), И-1-А, В-2 (выпускался Волгоградским химическим комбинатом), уникол ПБ-5 – продукт конденсации анилина в присутствии формалина до молекулярной массы 400÷600; применяется для ингибирования соляной кислоты на химических предприятиях; утрупин технический- применяется в сочетании с катапинами.

ПАВ'ы

Применяются для *доотмыва* нефти, являясь одновременно и ингибиторами *коррозии*.

Органические растворители

Органические *отложения*- парафиновые, парафино- смолистые, асфальтено- смолистые и др., образующиеся в трубах, на забое и в поровом пространстве призабойной зоны *затрудняют* производство кислотных обработок, поскольку *отвлекают* для своего собственного растворения значительное количество кислотного раствора. Такие отложения необходимо растворять *растворителями*, в качестве которых применяются: *керосин*- 1 м³ его растворяет 200 кг парафина и смол; *бензольную и гексановую фракции*, получаемые при переработке нефти.

Магний металлический

Используется при *термохимических* обработках скважин (подробнее о них см. ниже). При растворении магния в соляной кислоте выделяется *тепло*- примерно 19 МДж на 1 кг Mg (Дж- количество теплоты, одна калория равна 4,2 Дж), за счёт которого кислотный раствор нагревается *до 80÷100 °С*.

Товарный магний первичной марки МГ-1 выпускается в «чушках» весом около 8кг. При отсутствии металлического магния можно использовать его литейные сплавы с алюминием («электроны») – МЛ-2, МЛ-3 или МА-1.

Материально – техническая база для кислотных обработок

Кислотная база предназначена для *приёма* с железнодорожного транспорта кислот и других материалов, *хранения* их, *приготовления рабочих растворов кислот, налива их в автомобильные цистерны* для доставки непосредственно на скважину (рис.36).

- 1 – *подъезд* для автотранспорта к ёмкостям с кислотами или их растворами;
- 2 – стационарные гуммированные *ёмкости* для хранения соляной кислоты;
- 3 – ёмкости для разведения *ингибиторов и ПАВ*; наружные поверхности ёмкостей покрываются химически стойкой эмалью (ХСЭ) и лаком (ХСЛ);
- 4– центробежные насосы;
- 5,6,7- *помещение* для бригады, лаборатория, душевая;
- 8 - будка для *охраны*;
- 9,10 – холодный и утеплённый *склады* для сыпучих реагентов;
- 11 – ёмкости для хранения *уксусной кислоты*;
- 12 – *дренаж*;
- 13 – железнодорожный *тупик*;
- 14 – железнодорожная *цистерна* с кислотой;
- 15 – *кислотовоз*.

Насосы и насосные агрегаты для кислотных обработок

Центробежные **кислотоупорные** насосы с небольшим напором и большой производительностью типов Х, ЦКН, ХФ.

Агрегат **АЗИНМАШ – 30** – имеет гуммированную цистерну из двух отсеков ёмкостью 2,7 и 5,3 м³ и дополнительную ёмкость на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый; трёхплунжерный насос одинарного действия типа 2НК-500.

Могут использоваться также **агрегаты** ЦА-320М, 2АН-500, 4АН-700. однако надо иметь ввиду, что их насосные группы не являются кислотостойкими.

Транспортировка кислот и рабочих кислотных растворов

производится в автомобильных **цистернах** («бардовозах») типов 3ЦР или 4ЦР ёмкостью по 9 м³ или ЦР-20 ёмкостью 17 м³, промышленных ёмкостях (**мерниках**), устанавливаемых **на санях** из труб для перемещения их от скважины к скважине.

Виды солянокислотных обработок скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, и условия их применения

Кислотные ванны – первый и обязательный вид кислотного воздействия для всех скважин с **открытым** стволом после их бурения и освоения или в процессе освоения. **Назначение** – **очистка** поверхности от загрязняющих материалов – остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и пр. Иногда кислотная ванна применяется в условиях **неизвлекаемости** оборудования или труб из скважин, а также для разрыхления материалов забойной **пробки**, если она обнаружена в результате отбивки забоя, а также значительных толщин цементной корки.

Объём кислотного **раствора** должен быть равен **объёму** скважины от **забоя** до **кровли** обрабатываемого интервала продуктивного горизонта.

Рабочий кислотный раствор должен иметь **повышенную** концентрацию соляной кислоты и содержать все необходимые **добавки**, например: соляная кислота – 20%, катапин – А – 0,3%, уксусная кислота – 3% и т.д.

В качестве **продавочной** жидкости можно применять **воду**, подавая её через подъёмную колонну (НКТ) из мерника заливочного агрегата для обеспечения точного замера её расхода в соответствии с **планом работ**.

После завершения закачки кислотного раствора скважина ставится на **реакцию** – от 24 до 36 часов (в зависимости от результатов **лабораторных** исследований особенностей реакции кислоты с данным видом коллектора); **в течение** всего этого периода кислотный раствор должен находиться **только в интервале** обработки, т.е. он не должен выходить из зоны реагирования **вверх** – в обсадную колонну за счёт притока жидкости из пласта или из НКТ или уходить **в пласт** за счёт **поглощения раствора призабойной зоной пласта**.

Схемы размещения жидкостей в скважине при проведении кислотной ванны по завершении их закачки,

когда статический уровень находится выше устья скважины (**рис.37**) и когда ниже (**рис.38**).

- 1 – динамический уровень,
- 2 – статический уровень,
- 3 – вода,
- 4 – раствор кислоты,
- 5 – продуктивный пласт,
- 6 – нефть,
- 7 – башмак обсадной колонны.

.....(рис.39)

В этом случае перед заливом кислотного раствора **необходимо понизить** уровень жидкости в скважине ниже статического путём отбора жидкости **в объёме**

$$V_{\text{отб}} = V_{\text{НКТ-от-нижнего-конца-до-статического-уровня}} + V_{\text{HCl}} = \pi d_{\text{вн-НКТ}}^2 \cdot (l_{\text{НКТ}} - l_{\text{ст-ур}}) + \pi D_{\text{СКВ}}^2 \cdot h_{\text{н}},$$

м.

Параметры режима кислотной ванны: **темп закачки** раствора кислоты должен быть таким, чтобы выдавить всю кислоту из НКТ за 25÷30 мин; **время** выдерживания кислотного раствора на **реагирование** - 16÷24 часа. Точный срок устанавливается **опытным** путём на основе определения остаточной кислотности раствора после его контакта с породой.

По **завершении** реагирования производится обратная **промывка** скважины для удаления отработанного раствора и осевшего на забой шлама путём закачки в затрубное пространство нефти.

В скважинах **истощённых** месторождений забой очищается от шлама и отработанного раствора с помощью желонки или помпы.

Простые (или обычные) кислотные обработки-

- наиболее **распространённый вид** обработок; их цель – воздействие на призабойную зону для расширения порового пространства и очистки его от загрязняющих материалов. Эти обработки проводятся с обязательным **задавливанием** кислотного раствора в призабойную зону пласта по схеме, показанной **на рис.40**.

Они осуществляются с применением одного насосного агрегата обязательно с ёмкостями кислотного раствора и продавочной жидкости.

Схема расположения оборудования при проведении обычных соляно- кислотных обработок приведена на **рис.41**.

- 1 – ёмкость для кислоты,
- 2 – ёмкость для продавочной жидкости,
- 3 – ёмкость- прицеп с кислотой,
- 4 – ёмкость с кислотой на агрегате,
- 5 – устье скважины,
- 6 – агрегат типа АЗИНМАШ- 30.

Подготовка скважины к кислотной обработке заключается в тщательной очистке её от забойной пробки и в *глушении* во избежание фонтанирования (переливов).

Объём кислотного раствора для простых обработок 0,4-1,5 м³ на 1 м толщины нефтяного пласта – в зависимости от характеристики коллектора.

Для последующих (после первой) обработок общая растворяющая способность всего кислотного раствора должна *увеличиваться* – как за счёт повышения *концентрации* кислоты в растворе, так и за счёт повышения *общего количества раствора* – так называемые *многообъёмные* кислотные обработки, о которых подробнее говорится ниже.

Основная концентрация рабочего раствора - 15÷20%.

В качестве *продавочной* жидкости обычно используется нефть того же месторождения, на скважинах которого производятся соляно-кислотные обработки; при обработке газовых скважин используются вода или газ, нагнетательных – вода с добавкой ПАВ.

Техника закачки кислотного раствора и продавочной жидкости определяется необходимостью выполнения *основного условия обработки* -

- *уровень кислоты в затрубном пространстве*

скважины в период закачки и продавливания её в пласт должен находиться *только в пределах интервала ствола* скважины, выбранного для данной обработки.

Это достигается установлением *циркуляции* нефти с *выходом* её из затрубного пространства следующим образом (*рис.42*): в нефтяную скважину форсированно закачивается нефть (в нагнетательную – вода) через НКТ до устойчивого *переливания* её из затрубного пространства. После этого закачивается кислотный *раствор* при *открытом* затрубном пространстве с контролем за расходом соляной кислоты. Как только кислотный раствор закачан в скважину *в объёме НКТ и в объёме за трубами НКТ в интервале* обработки – немедленно *перекрывается* затрубное пространство и закачивается запланированный объём *кислотного* раствора (рабочий объём). После этого закачивается *продавочная жидкость в запланированном объёме*.

Кислотные обработки под давлением

Цель - продвижение кислоты (точнее – рабочего кислотного раствора) в нужные интервалы обработки и на *нужное расстояние* от скважины.

Обычные кислотные обработки проводятся под *небольшими* перепадами давлений; при этом закачиваемые растворы устремляются (проникают) в *наиболее проницаемые* каналы, а остальная часть разреза, представленная породами низкой проницаемости (которые зачастую по объёму и запасам нефти значительно превышают объёмы и запасы нефти в высокопроницаемых породах) подвергаются воздействию кислоты в малой мере и лишь в пристволенной части призабойной зоны.

Для преодоления этого недостатка создают *высокое давление* для проникновения (продвижения) кислоты *в малопроницаемые* интервалы продуктивного

пласта путём их **изоляции** (с целью ограничения поглощения кислоты) от высокопроницаемых частей разреза; для изоляции используются **пакеры** и буферные **высоковязкие жидкости** типа «кислота в нефти» - так называемые нефтекислотные эмульсии.

Основные виды работ по подготовке скважин - те же, что и при обычных обработках, но добавляется ещё определение **профиля** приёмистости или отдачи с помощью забойного расходомера для установления расположения высоко – и низкопроницаемых интервалов продуктивного пласта в данной скважине.

Схема обвязки наземного оборудования при кислотных обработках под давлением (*рис.43*).

- 1 – первая половина (секция) бункера ЦА-320 или ЦА-320м; сюда набирается закачиваемая **нефть**, которая ротационным насосом...
- 2 – **ротационный насос** (шестерёнчатый)...перекачивается во...
- 3 – **вторая** половина бункера; после установления

циркуляции в секции 1 малыми порциями подаётся кислота; при интенсивном **перемешивании** кислоты и нефти шестерёнками ротационного насоса образуется эмульсия, которая затем насосом...

4 – поршневой насос...снова перекачивается в секцию 1...

10- плунжерный насос.

Кислотоструйные обработки-

- обработки через гидромониторные насадки (сопла) в скважинах с **открытым** забоем (*рис.44*). Здесь сочетаются:

-**растворяющее** действие активной кислоты;

- **механически разрушающее** действие высоконапорной и высокоскоростной струи – гидромониторный эффект, который может быть усилен (по аналогии с пескоструйной перфорацией) добавками в кислоту **кварцевого песка**.

Цели таких обработок:

- **очистка** стенок забоя скважины от цементной и глинистой корок;

-создание **каналов растворения** в заданном интервале пласта для **избирательно- направленной обработки, а также для создания щелеобразных за-сечек** в заданном интервале для последующего **направленного ГРП**.

Темохимическая и термокислотная обработки

Темохимическая обработка – это процесс воздействия на забой **горячим** кислотным раствором, нагревание которого происходит за счёт **экзотермической** реакции между кислотой и **магнием** или некоторыми его сплавами; реакция происходит в специальном **реакционном наконечнике**, спущенном в пределы интервала, намеченного к обработке.

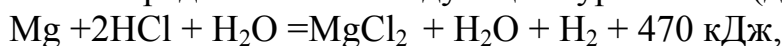
Термокислотная обработка – это комбинированный процесс- первый этап – **темохимическая** обработка, второй этап – **обычная** кислотная обработка или обработка под давлением.

Совмещённое действие *двух факторов*- высокой температуры и активности кислоты – позволяет эффективно применять эти процессы на следующих объектах:

- в скважинах, снизивших производительность из-за отложений **АСПО**;
- для формирования максимального количества **каналов растворения** в заданном интервале особенно в доломитах, сильно доломитизированных породах и т.д.

Термохимические обработки целесообразны на месторождениях с *низкой* температурой пласта - от 15 до 40°C в основном в скважинах с **открытым забоем** – из-за высокой химической активности горячей кислоты по отношению к металлу.

Количество тепла, выделяемого при растворении магния в соляной кислоте определяется из следующего уравнения (для одного моля магния)



т.е. при растворении 1 кг магния выделяется около 19 МДж тепла

(Атомный вес магния – 24,32, одна грамм-молекула магния равна 24,32 г, тогда 24,32 г-470 кДж

1000 г- х кДж,

откуда

$$x_{\text{кДж}} = \frac{1000 \cdot 470}{24,32} = 19,3 \text{ МДж}).$$

Для растворения 1 кг магния необходимо 18,6 л 15%-ой кислоты. При этом следует иметь ввиду, что в этом случае вся кислота превращается в нейтральный раствор хлористого магния, который выделенным теплом может разогреться до +300°C, что нежелательно. Поэтому магний необходимо растворять в значительно большем объёме кислоты с тем, чтобы и разогреть раствор до нужной температуры, и чтобы на это ушла только часть концентрированной соляной кислоты, а часть осталась бы для реакции с карбонатами.

Серийные солянокислотные обработки

Нужные интервалы продуктивного пласта через **короткие** промежутки времени подвергаются **двух- и трёхкратному** воздействию одного и того же или разных видов кислотной обработки с целью вывода скважины на максимальную производительность в короткий срок. **Например:**

- «ванна- ванна – ванна»,
- «ванна – простая обработка пристволенной части призабойной зоны»,
- «термокислотная обработка- обработка под давлением» и т. д.

Поинтервальные (или ступенчатые) кислотные обработки

При одновременной обработке пласта **большой толщины** или нескольких пластов (пропластков) вследствие **избирательного** проникновения кислоты в **наиболее проницаемые** интервалы продуктивного пласта **большая часть** из его

общей толщины остаётся фактически **необработанной** или в очень малой степени затронута обработкой.

Во избежание этого явления, т.е. для охвата всей толщины продуктивных пород воздействием кислоты необходимо задавливать кислотный раствор в **ограниченные** по толщине интервалы пласта или в отдельные его пропластки.

После обработки **первого** интервала и кратковременной его эксплуатации принудительно- направленной обработке подвергается **следующий** интервал или пропласток и т.д. пока вся толщина пласта или **все** пропластки не будут охвачены обработкой.

Направленное задавливание кислоты в заданный интервал обеспечивается установкой **пакера** (рис.45).

Кислотные обработки скважин, эксплуатирующих продуктивные пласты, сложенные терригенными коллекторами (песчаники, алевролиты и др.).

Терригенные коллекторы могут также обрабатываться **соляной кислотой**, т.к. они содержат зачастую **карбонатный цемент**, скрепляющий зёрна песчаника или алевролита, т.е. имеют какую-то карбонизацию.

При планировании и осуществлении этих обработок необходимо учитывать следующие **особенности**:

- в **карбонатных** породах кислота формирует каналы растворения, проникающие на **различную** глубину(рис.46);

- в **песчаниках** она проникает **радиально**- от фильтрующей поверхности, образуя круговой или близкий к нему контур проникновения (рис.47). При этом породы по глубине радиального проникновения подвержены **сильному изменению по вертикали** в связи с их неоднородностью по коллекторским свойствам. В **горизонтальном** же направлении в пределах тех небольших расстояний, на которые планируется задавливание кислоты в пласт, в незагрязнённом пласте породы можно рассматривать как **однородные**.

Этим можно пользоваться при планировании **солянокислотных** обработок терригенных коллекторов (объёмы растворов и концентрацию кислоты), если известны данные о распределении пористости и проницаемости пород, степень **карбонизации** их по разрезу и т.д. Чем **меньше** степень карбонизации песчаников, тем **больше** раствора останется в форме неизрасходованной кислоты, и это необходимо учитывать, чтобы не закачивать **лишнюю кислоту**.

МЕХАНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ И ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Акустическое (звуковое или виброударное) воздействие

Звук – это периодические **упругие колебания** газов, жидкостей и твёрдых тел с различной **частотой**.

Человеческое **ухо** различает звуки с частотой **16÷20 Гц**; частота менее 16 Гц называется **инфразвуковая**, более 20 Гц – **ультразвуковая**. Колебания ультразвуковой частоты выделяют **тепло**, - на этом и основано **использование** акустических методов воздействия на продуктивные пласты, являющихся сегодня одним

из **новых** и развивающихся методов интенсификации добычи нефти. **Опыты** на лабораторных моделях нефтяного пласта показывают, что при **вибрационном** воздействии **уменьшается обводнённость** пласта, поскольку водонефтяные (или нефтеводяные) эмульсии разрушаются ещё в продуктивном пласте до подхода их к забой скважины. Кроме того, при таком воздействии, в особенности в **нагнетательных** скважинах, возникает положительный эффект от **виброударов** на призабойную зону и **гидроразрывов** её, вследствие чего возникают **трещины**, что приводит к увеличению **приёмистости** нагнетательных скважин и, следовательно, к интенсификации добычи нефти.

Таким образом, **эффект** от **ультразвукового** воздействия обусловлен следующими факторами:

- **разогревом** нагнетаемой в пласт воды или извлекаемой из пласта нефти, -

- снижением **вязкости** жидкости и её **турбулизацией** в порах, что способствует вовлечению в фильтрацию дополнительных частичек нефти, удерживаемых так называемыми **пристенными слоями силами «адгезии»**, а **проще говоря- прилипанием**;

- ультразвуковым **капиллярным эффектом**,
- **улучшением смачиваемости** поверхности поровых

каналов,

- **диспергированием** и эмульгированием **механических** примесей, что в общем улучшает процесс фильтрации жидкостей.

Очень сильным фактором эффективности является **перистальтический эффект** (медицинский термин), т.е. движение жидкости, вызванное **бегущей по стенкам** фильтрационных каналов упругой **волны**.

Эффективно также применение **комбинированных** акустических методов:

- термоакустического,
- совместного воздействия электромагнитным и

звуковым полями и др. Такое воздействие интенсифицирует действие ультразвука, увеличивая радиус акустического воздействия и повышая **подвижность** пластовых жидкостей.

Требования к акустическому воздействию

Акустическую обработку призабойной зоны пласта необходимо вести **одновременно** с нагнетанием в пласт вытесняющей жидкости или одновременно с отбором жидкости из пласта. В качестве **устройств**, излучающих звук, целесообразно использовать **гидродинамические излучатели** (ГИ), поскольку эти устройства **преобразуют** энергию движущейся жидкости в звуковую энергию. Принцип действия этих устройств мы рассмотрим несколько ниже.

Виброобработка забоев скважин

Это одно из средств повышения производительности скважин – как добывающих, так и нагнетательных. Вибрационное воздействие (вибровоздействие) на забой скважины осуществляется с помощью специальных **гидравлических машин** – вибраторов – генераторов волн давления – **ГВД**, создающих **колебания** давле-

ния в скважине различной **частоты** и **амплитуды** (рис.48). Во время работы вибраторов в призабойной зоне возникают большие **перепады давлений**, которые воздействуют на пласт и вызывают **разрывы** горных пород с образованием сети микротрещин.

Вибрационные **колебания** воздействуют одновременно на физико-механические свойства коллектора, на реологические (вязкостные), поверхностные, капиллярные и другие характеристики жидкости, т.е. на **пластовую систему в целом**. Эффект вибровоздействия связан со **снижением** вязкости жидкости и поверхностного натяжения, с **повышением** проводимости пластовых систем за счёт образования новых и раскрытия старых **трещин и очистки** призабойной зоны пласта.

Виброобработки часто применяются **в сочетании** с другими методами воздействия – виброударный ГРП, виброкислотная обработка, когда **технологические жидкости нагнетаются в скважину через гидравлический вибратор**.

Выбор объектов для вибровоздействия

Вибровоздействие рекомендуется проводить в скважинах с **ухудшенными** коллекторскими свойствами призабойной зоны в процессе первичного и вторичного **вскрытия** пласта, т.е. в скважинах, пробуренных с промывкой забоя **глинистыми** буровыми растворами, **утяжелёнными** жидкостями, имеющими продуктивные пласты, сложенные **низкопроницаемыми** горными породами и содержащими **глинистые материалы**.

Исследование и подготовка скважин к вибровоздействию

Прежде всего необходимо знать **причины** уменьшения **продуктивности** скважины. Особое внимание должно быть уделено **водочувствительным** материалам, способным при контакте с водой **набухать или разрушаться**, а также АСПО; данные исследования используются для **выбора жидкостей** для вибровоздействия.

На каждую скважину составляется **план работ** и технологическая схема работ, содержащая следующие сведения

- глубина спуска вибратора на НКТ,
- объём и количество рабочей жидкости,
- количество продавочной жидкости (нефти и воды),
- ориентировочная величина ожидаемого давления,
- количество и тип агрегатов, необходимых для

осуществления процесса,

- последовательность работ и темпы закачки рабочих жидкостей.

Наиболее **эффективно** вибровоздействие в скважинах, где пластовое давление близко к **гидростатическому**. Такие скважины при открытии фильтра промываются с восстановлением циркуляции, и при закачке рабочей жидкости трубное давление колеблется в пределах 10÷22 Мпа, затрубное - 8÷15 Мпа. Эффективность достигается за счёт того, что величина пластового давления достаточна для получения **отражённых волн, сильных импульсов и резонансных явлений**.

Факторы, влияющие на эффективность вибровоздействия, - расход жидкости и давление закачки.

В качестве **рабочих жидкостей** при вибровоздействии применяются нефть, соляная кислота, предельный керосин и смеси этих жидкостей. **Время** обработки - 5÷7 часов, **расход** рабочих жидкостей - 2÷3 м³ на 1 м нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта.

Одной из главных проблем при проведении вибровоздействия является определение акустической частоты воздействия. Например, для **уменьшения** размеров твёрдых **частиц** – механических примесей в закачиваемой воде или частиц воды в эмульсии нефти – необходимо выбирать **частоту возбуждения, исходя из следующего уравнения**

$$\omega = \sqrt[3]{\frac{1}{r^2}}, 1/c,$$

где r – радиус твёрдой частицы, м.

Взаимодействие звука со средой

(ЭТО надо в самое начало раздела)

В звуковом поле происходят следующие процессы:

- **дробление** жидких и твёрдых частиц вследствие разницы динамических напряжений на их поверхностях,
- **дегазация** закачиваемой в пласт воды лот кислорода,
- **усиление и генерация** низкочастотного звука в пласте.

Гидродинамические излучатели (жидкостные «свистки»)

Их работа основана либо на **возбуждении возмущений** в жидкости при **взаимодействии струи, вытекающей из сопла, с препятствием определённой формы** (чаще всего в виде **пластинки, кольцевого сопла, завихрителя с тангенциальным вводом и др.**) и размеров (**рис.49**), либо на принудительном **прерывании** струи (подробнее об этом см. ниже).

При **натекании** на пластинку (**рис.49**) потока жидкости в ней возникают **изгибные** колебания.

Применение звука при изоляционных работах

Производится **закачка тампонажного материала**, - например, бентонитовой глины с одновременным **воздействием на раствор** её и **породу звуковыми** колебаниями низкой частоты, что увеличивает радиус **проникновения** тампонирующего раствора и закрепления породы.

Технология проведения вибровоздействия

В скважину на НКТ спускается **гидравлический забойный механизм (вибратор, генератор волн давления и т.д.) золотникового** типа и **устанавливается против** выбранного для виброобработки интервала продуктивного пласта. Рабочая жидкость прокачивается по НКТ через головку для ГРП агрегатами с по-

верхности и, протекая через забойный гидравлический вибратор, *генерирует* серию гидравлических ударов (*рис.50*).

Схема расположения оборудования при вибрационной обработке скважин

- 1 – вибратор,
- 2 – фильтр для задержки примесей в рабочей жидкости,
- 3 – амортизатор,
- 4- заливочная головка или арматура для ГРП,
- 5,7 - выходные линии,
- 6 – манометр,
- 8 - выходные линии коллектора,
- 9,10 - регистрирующие расходомеры,
- 11 – автоцистерна,
- 12 – лафет АУ-5,
- 13 - агрегат 2АН-500,
- 14 – СА-400,
- 15 – ёмкость с рабочей жидкостью.

При высоких давлениях закачки жидкости (40÷50 МПа) для изоляции верхней части эксплуатационной колонны от высокого давления применяются пакеры различной конструкции.

Гидровибратор включается в работу при прокачке рабочей жидкости с небольшими расходами, в дальнейшем эти расходы равномерно увеличиваются.

Оборудование, применяемое при вибровоздействии

Основным элементом является **гидравлический вибратор** золотниковый (ГВЗ); при расходе жидкости 10÷35 л/с и частоте пульсации 200÷500 Гц создаёт **колебания** путём периодического **перекрытия** потока рабочей жидкости, протекающей через **золотниковое устройство** (*рис.51*).

В корпусе ГВЗ жёстко закреплён

1 – ствол, имеющий вид стакана с щелевыми **прорезами** по образующей цилиндра; в донной части ствола имеется цилиндрическое **отверстие**; на стволе свободно вращается

2 – цилиндрический **золотник**, имеющий также щелевые прорезы вдоль образующей; **прорезы** в стволе выполнены под некоторым **углом** к образующей, но в **противоположном** направлении к отверстиям в стволе. Таким образом возникает турбинное устройство, у которого направляющим аппаратом является ствол с косыми прорезами, а рабочим колесом – золотник с направленными под углом прорезами. Золотник устанавливается на

3 – шариковые **опоры**. Сверху в корпус ввинчивается гайка-переводник для соединения с НКТ.

При прокачивании рабочей жидкости **золотник за** счёт её истечения начинает вращаться; вращаясь, он **перекрывает** поток рабочей жидкости, в результате чего возникают гидравлические **удары** частотой до 30000 в минуту, сопрово-

ждающиеся резким подъёмом давления; таким образом создаются циклические *колебания* в жидкости.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП); техника и технология

ГРП – технологический процесс *увеличения проницаемости* призабойной зоны путём расчленения (*разрыва*) породы пласта или *расширения естественных трещин*.

Сущность – нагнетание в призабойную зону жидкости под **высоким** давлением – выше местного горного давления и прочностных свойств пород продуктивного пласта. Давление разрыва на забое должно в полтора- два раза превышать гидростатическое давление.

Сохранение образовавшихся трещин в открытом состоянии при снижении давления в скважине обеспечивается *закачкой* в них (в трещины) вместе с жидкостью отсортированного кварцевого *песка* или пластмассовых шариков (*пропан-та*).

Цели ГРП:

- *увеличение* продуктивности нефтяных и приёмистости нагнетательных скважин;
- *регулирование притоков* или приёмистости по продуктивной *толщине*;
- *создание* водоизоляционных *экранов* в обводнённых скважинах путём закачки в трещины изолирующих веществ.

Виды ГРП:

- *однократный* – создание одной трещины в продуктивном разрезе скважины;
- *многократный* – образование нескольких трещин в продуктивной толще пласта;
- *направленный* (поинтервальный) – места образования трещин регулируются по продуктивному разрезу (по вертикали) и по направлению с помощью гидропескоструйной (щелевой) перфорации;
- *глубокопроникающий* – с применением кислотных растворов.

Максимальный **эффект** от ГРП обеспечивается:

- наибольшей *шириной* создаваемых трещин;
- распространением трещин по пласту на *максимальное* расстояние от забоя скважины;
- созданием трещин в *наиболее продуктивной* зоне пласта.

Ожидаемая технологическая эффективность ГРП в однородном пласте с одной горизонтальной трещиной может быть определена по формуле

$$\frac{q_{\text{ГРП}}}{q_0} = 1 + N(b) \cdot \left(\frac{r_r}{r_c} \right)^{n(b)},$$

где $b = \frac{h_n}{2r_c}$,

h_n – нефтенасыщенная толщина пласта, м,

r_c – радиус скважины, м,

r_T – радиус созданной трещины, ≈ 1000 м,

$q_{грп}$ – дебит скважины после ГРП, т/сут,

q° – дебит скважины до ГРП, т/сут,

$n(b)$ и $N(b)$ – коэффициенты В.И.Щунова, определяемые по формулам

$$n(b) = \frac{b}{0.8b + 25} \text{ и}$$

$$N(b) = 15 \cdot b^{-1.626}.$$

Считается, что пропускная способность трещины равна бесконечности.

Технология проведения ГРП

На первом этапе ГРП возникает необходимость в определении **давления образования трещин** по промысловым данным и распределения напряжений в призабойной зоне пласта в связи с предполагаемым давлением образования трещин. Термин «давление образования трещин» охватывает обе ситуации – и наличие естественных трещин в призабойной зоне и отсутствие их.

Давление образования трещин определяется по **кривой** зависимости расхода жидкости q от давления закачки на устье P_y (рис.52).

При образовании трещины увеличивается проницаемость в призабойной зоне, в результате чего происходит **искривление** зависимости

$$q=f(P_y)$$

в сторону больших значений q . Началу этого искривления соответствует **устьевое давление образования трещины** $P_{y.o.T}$. Соответствующее ему забойное давление образования трещин определяется выражением

$$P_{z.o.T} = P_{y.o.T} + H_{скв} \cdot \rho \cdot g - \Delta P_{трени} - \Delta P_{перф},$$

где $H_{скв}$ – глубина забоя, соответствующая для вертикальных и малоискривлённых скважин длине НКТ,

$\Delta P_{трени}$ – потери давления на трение по длине, которые выражаются ниже-
следующим уравнением

$$\Delta P_{трени} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{V^2}{2},$$

где L – длина НКТ, м,

d – внутренний диаметр НКТ, м,

V – средняя скорость течения жидкости разрыва по сечению НКТ, м/с,

ρ – плотность жидкости разрыва, кг/м³,

λ – коэффициент трения, зависящий от числа Рейнольдса (Re), получаемого из выражения

$$Re = \frac{\rho}{\mu} \cdot V \cdot d,$$

где μ – динамический коэффициент вязкости жидкости разрыва; остальные обозначения приведены выше.

При $Re < 2300$ режим течения **ламинарный** и λ определяется формулой

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}},$$

а при $\text{Re} > 2300$ режим течения переходит в турбулентный, и коэффициент трения λ определяется уравнением

$$\lambda = \frac{19.36}{(\lg \text{Re})^2};$$

$\Delta P_{\text{перф}}$ – потери давления в перфорационных отверстиях. Течение жидкости через перфорационное отверстие адекватно истечению через затопленную насадку, расход жидкости через которую q' определяется соотношением

$$q' \equiv \frac{q}{n_{\text{отв}}} = \frac{\varphi \cdot \pi d_{\text{отв}}}{4} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{\Delta P_{\text{перф}}}{\rho}}.$$

Отсюда

$$\Delta P_{\text{перф}} = 0,81 \cdot \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{q^2}{n^2} \cdot \frac{\rho}{d_{\text{отв}}^4},$$

где φ - коэффициент расхода,

$n_{\text{отв}}$ - общее число перфорационных отверстий,

$d_{\text{отв}}$ – диаметр перфорационных отверстий, через которые жидкость разрыва поступает в пласт.

При числе отверстий больше 20 перепад давления в них имеет очень малое значение и этими потерями можно пренебречь, однако при числе перфорационных отверстий более 20 потери давления в них необходимо учитывать.

Рассмотрим напряжённое состояние пласта на глубине H . Вдали от призабойной зоны оно определяется давлениями – **вертикальным** горным σ_z и **боковым** горным σ_θ .

Вертикальное горное давление обуславливается весом вышележащих горных пород

$$\sigma_z = \rho_{\text{гп}} \cdot g \cdot H, \text{ Па},$$

где $\rho_{\text{гп}} \approx 2700 \text{ кг/м}^3$ – средняя плотность вышележащих горных пород. **Горизонтальная** составляющая обуславливается ограничением боковых перемещений породы и определяется по формуле

$$\sigma_\theta = \sigma_z \cdot \frac{\nu}{1-\nu} \approx 0,4\sigma_z,$$

где ν - коэффициент Пуассона горной породы.

Вблизи скважины возникают **концентрации напряжений**, обусловленные нарушением сплошности массива горных пород. Допустим, что скважина вертикальная, необсаженная, сухая и без перфорационных отверстий. Тогда, исходя из принципа **наложения напряжений**, разложим трёхосное напряжённое состояние **около скважины** на одноосное вдоль оси скважины и двухосное в плоскости, перпендикулярной оси скважины.

Вертикальное напряжение в призабойной зоне, соответствующее одноосному сжатию, будет равно σ_z .

Решение задачи о распределении напряжений около круглого отверстия в двухосном напряжённом состоянии дано в работе [Савин Г.Н. концентрации напряжений около отверстий. М.-Л., Гос. изд-во техн.-теорет. лит., 1951.] .

Главные напряжения в этом случае определяются выражениями, преобразованными для наших условий

$$\sigma_t = \sigma_g \cdot \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right), \quad (10)$$

$$\sigma_r = \sigma_g \cdot \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2}\right), \quad (11)$$

где σ_t и σ_r – соответственно тангенциальное и радиальное нормальные напряжения.

Расчёты по формулам (10) и (11) показывают, что уже на расстоянии $r=10r_c$ концентрация напряжений практически отсутствует. Однако это не значит, что её можно игнорировать, т.к. при создании трещины призабойную зону обойти нельзя.

Выражения (10) и (11) описывают напряжённое состояние призабойной зоны для сухой скважины. Если в скважине находится жидкость с давлением P , то без учёта её фильтрации через стенки скважины в пласт данная задача адекватна нахождению напряжений в толстостенной трубе, находящейся под внутренним давлением P . Тангенциальная σ'_t и радиальная σ'_r компоненты напряжений от давления жидкости наложатся (в соответствии с принципом наложения напряжений) на σ_t и σ_r в сухой скважине. Решения для σ'_t и σ'_r получены в работе [Дарков А.В. и др. Сопротивление материалов. М., «Высшая школа», 1959], и с учётом этих решений выражения (10) и (11) принимают вид

$$\sigma_t = \sigma_g \cdot \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right) - P \cdot \frac{r_c^2}{r^2}, \quad (12)$$

$$\sigma_r = \sigma_g \cdot \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2}\right) + P \cdot \frac{r_c^2}{r^2}. \quad (13)$$

Рассмотрим условия образования вертикальной трещины в плоскости, проходящей через ось скважины. Из выражения (12) видно, что в этой плоскости действует сжимающее напряжение σ_t . Очевидно, что трещина в точке на стенке скважины ($r=r_c$) начнёт образовываться при $\sigma_t = 0$, если трещина естественная и $\sigma_t = -\sigma_p$ (σ_p – предел прочности породы на разрыв), если пласт монолитный, т.е. в нём нет естественной трещины.

С учётом вышесказанного и выражения (13) забойное давление начала образования вертикальной трещины определится как

$$P_{3.0}^{верт} = 2\sigma_g + \sigma_p. \quad (14)$$

Как видно из формулы (14), если трещина естественная, то для начала её раскрытия необходимо создать забойное давление, равное двойной величине боково-

го горного давления. В случае монолитного пласта забойное давление, необходимое для начала раскрытия на величину предела прочности породы на разрыв.

Очевидно, забойное давление, необходимое для начала образования трещины в плоскости, перпендикулярной оси скважины (горизонтальная трещина – $P_{3.0}^{гор}$), равно

$$P_{3.0}^{гор} = \sigma_z + \sigma_p. \quad (15)$$

Условием для образования вертикальной трещины в данной скважине будет

$$P_{3.0}^{гор} > P_{3.0}^{верт}; \quad (16)$$

условие равной вероятности образование как вертикальной, так и горизонтальной трещины

$$P_{3.0}^{гор} = P_{3.0}^{верт}; \quad (17)$$

условие образования горизонтальной трещины

$$P_{3.0}^{гор} < P_{3.0}^{верт}. \quad (18)$$

Как указывалось выше, выражения (14) и (15) получены с целым рядом допущений: скважина вертикальная, необсаженная, не учитывается фильтрация жидкости в пласт. Влияние каждого из этих факторов на давление начала образования трещины требуют специальных исследований.

Технологические схемы ГРП

Множественный поинтервальный ГРП производится с помощью **пакера** путём **засыпки** нижних разорванных интервалов продуктивного пласта песком (рис.53).

- А) – избирательная **перфорация нижнего** интервала,
- Б) – **разрыв нижнего** интервала пласта,
- В) – **разрыв среднего** и **засыпка** нижнего интервала пласта,
- Г) – **разрыв верхнего** и **засыпка** песком **двух нижних** интервалов пласта.

Оборудование для ГРП

- специальные **насосные агрегаты** для ГРП 2АН-500 и 4АН-700, смонтированные на шасси большегрузных и высокопроходимых автомобилей; предназначены для закачки в скважину рабочих **жидкостей разрыва**;
- **пескосмесительный агрегат** 3ПА, состоящий из двигателя, коленчатого вала и шнека;
- стационарные **ёмкости** или автоцистерны для приготовления и хранения рабочих жидкостей;
- приёмный и нагнетательный **коллекторы**, снабжённые необходимым количеством соединительных приспособлений (стандартных, именуемых «**манифольдами**»),
- **НКТ**, спускаемые в скважину,
- **пакеры**, спускаемые на НКТ, если давление разрыва

превышает допускаемые напряжения для обсадных колонн, устанавливаемые над объектом ГРП и имеющие конструкции – с опорой на забой (типа ПМ) и без опоры на забой (типа ПШ, ПС, ПГ);

- **хвостовики к пакеру** с перфорированной в нижней части трубой, опускаемые ниже вскрытой (перфорированной) нефтенасыщенной толщины пласта, т.е. в зумпф, и имеющие целью предотвращение оседания закачиваемого в продуктивный пласт песка на забой скважины;

- **якори** типа ЯГ, ЯП, ЯПГ, устанавливаемые над пакерами, во избежание их «выталкивания» высоким давлением.

Материалы, применяемые при ГРП

Жидкости и их виды

Углеводородные	Водные растворы (для нагнетательных скважин)	Эмульсии
Дегазированная нефть	Сульфит - спиртовая барда (ССБ)	Гидрофобная или гидрофильная водонефтяная
Амбарная нефть	Вода	Нефтекислотные
Загущённая нефть	Растворы соляной кислоты	Керосинокислотные
Мазут или его смеси с нефтями	Загущённая вода	
Керосин или дизельное топливо, загущённые специальными реагентами	Загущённые растворы соляной кислоты	

Назначение жидкостей для ГРП: разрыва, песконоситель и продавочная; (зачастую жидкость разрыва **одновременно** является и песконосителем).

Общие требования к жидкостям для ГРП

- не должны уменьшать **проницаемость** породы пласта; с этой целью в добывающих скважинах должны применяться жидкости на **углеводородной** основе, в нагнетательных – **на воде**, за исключением нагнетательных скважин, эксплуатирующих залежи, сложенные **карбонатными** коллекторами, где при ГРП должны использоваться жидкости на основе **соляной** кислоты; в добывающих скважинах, переводимых под нагнетание при **внутриконтурном** заводнении могут использоваться жидкости на **водной** основе;

- не должны содержать посторонних механических

примесей и при соприкосновении с пластовыми жидкостями образовывать нерастворимые **осадки**, проще говоря, жидкости, применяемые при ГРП, должны полностью **растворяться** в пластовых жидкостях;

- иметь **постоянную вязкость** в течение всей операции ГРП.

Дополнительные требования к жидкостям для ГРП в связи с их технологическим назначением

Жидкость разрыва – рабочий агент, нагнетанием которого создаётся давление в призабойной зоне пласта, **нарушающее** целостность пород с образованием новых трещин или расширением существующих; **вязкость** её должна быть до 300 мПа·с и выше,

Жидкость – песконоситель предназначена для транспортировки песка с поверхности до трещины и заполнения трещины песком; должна быть **нефильтрующейся** и обладать высокой **пескоудерживающей** способностью.

Продавочная жидкость предназначена для продавки («проталкивания») **через НКТ в обрабатываемый пласт жидкостей разрыва и песконосителя**; она должна обладать **минимальной** вязкостью.

Требования к закачиваемым в трещины пескам

Кварцевые с размером зёрен 0,4 ÷ 1,2 мм, **не** должны быть **загрязнены** мелкими пылевидными и глинистыми частицами; в настоящее время всё чаще применяется пропант (капроновые шарики). **Количество песка** определяется опытными (практическими) данными; при первых операциях ГРП в каждую трещину закачивается **1,5 ÷ 2 т** песка. Концентрация песка в жидкости песконосителе должна быть 200÷1000 г/л.

Порядок проведения работ при проведении ГРП

1. Исследование скважины – измерения **дебита** жидкости, газового фактора, пластового и забойного **давлений**, обводнённости, снятие индикаторной диаграммы и кривой естественной **радиоактивности**.

2. Очистка забоя и призабойной зоны скважины промывкой, кислотными обработками, свабированием, ПАВ ит.д.

3. Дополнительный дострел фильтра гидropескоструйной перфорацией (ГПП) в узком интервале, в пределах которого желательно получит трещину.

3. Проверка состояния обсадной колонны – главным образом её **герметичности** – потокометрией (РГД) и термометрией (ВЧТ).

4. Спуск НКТ с подземным оборудованием – якорем и пакером (рис.54).

Схема расположения подземного оборудования при ГРП

1. – обсадная колонна,
2. – НКТ,

3. –глубинный манометр,
4. – якорь,
5. – пакер,
6. – продуктивный пласт,
7. – хвостовик.

5. После этого начинается непосредственно сам **процесс** проведения **ГРП**: устанавливается и обвязывается **поверхностное** оборудование (**рис.55**); снимается **кривая зависимости** расхода жидкости от давления нагнетания путём изменения темпов нагнетания с помощью изменения **скоростей (передач)** работы насосных **агрегатов** и по ней (по кривой) определяется момент **расслоения** пласта и ожидаемое давление нагнетания жидкости - песконосителя. **Разрыв пласта** достигнут в том случае, если **коэффициент приёмистости** $\frac{q}{P_{нагн}}$

при максимальном расходе жидкости возрос в **три – четыре** раза по сравнению с работой **одного** насосного агрегата на низкой передаче.

6. Закачка жидкости **песконосителя**.

Если ГРП не зафиксирован, то процесс повторяют с применением более вязкой и менее фильтрующейся жидкости.

После установления **факта разрыва** пласта с целью дальнейшего развития трещин и облегчения ввода песка **перед** жидкостью – песконосителем закачивается $3\div 4$ м³ слабофильтрующейся жидкости повышенной вязкости. Закачка жидкости **с песком** производится при **максимально** возможных темпах нагнетания – скорость закачки должна быть не ниже объёмной скорости, при которой **зафиксирован ГРП**.

При ГРП **без пакера** смесь жидкости **с песком** закачивается в **затрубное** пространство. Во избежание **выпадения песка** на забой одновременно подаётся жидкость **через НКТ**, башмак которых установлен **ниже** интервала перфорации. **Продавочная** жидкость нагнетается **непосредственно** за жидкостью – песконосителем **без снижения темпов закачки в объёме труб, по которым происходило** нагнетание смеси песка с жидкостью.

Определение мест образования трещин в результате проведения ГРП

1. Активизация (в очень малых количествах)

радиоактивными изотопами **песка** или пропанта, используемых при ГРП, на завершающей стадии закрепления трещин и сравнение гамма- каротажа **до и после** ГРП, в результате чего и обнаруживается место скопления активированного песка по повышенным значениям гамма – излучения.

2. Сравнение результатов глубинных измерений **РГД** до и после ГРП; по изменению профилей притока жидкости или приёмистости судят о зоне образования трещин.

3. По характеристикам вытеснения (подробнее мы об этом поговорим ниже).

ТЕПЛОВЫЕ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА. ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ (ТГХВ). ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

Тепловые обработки применяются для *снижения* фильтрационного сопротивления призабойных зон скважин на месторождениях с тяжёлыми *парафинистыми* нефтями при пластовых температурах, близких к температуре *кристаллизации* парафина, поскольку в радиусе до трёх метров в скважинах нефтепроницаемость призабойных зон ухудшается из-за образования *на поверхности* поровых каналов парафиновых отложений и полимолекулярных *пристенных слоёв* из активных компонентов нефти – смол, асфальтенов, органических кислот и т.д.

Методы внесения тепла в скважину

- *теплопередача* по скелету породы и насыщающих её жидкостей от *источника тепла*, помещаемого *в скважине* - так называемый метод *кондуктивного* прогрева;

- вынужденный *теплоперенос* по коллектору за счёт нагнетания в пласт теплоносителя – насыщенного или перегретого пара, горячей воды и т.п.

Недостаток тепловых методов – невозможность внесения в пласт *большого* количества тепла за *короткий* промежуток времени из-за малых значений эффективной теплопроводности горных пород; поэтому радиус прогретой зоны, как правило, не превышает одного метра.

Механизм действия тепловых методов – *расплавление* АСПО в призабойной зоне, которые в процессе последующей эксплуатации удаляются из пласта, а также *снижение вязкости нефти*.

Прогрев призабойной зоны пласта путём ввода в него *теплоносителей* может быть достигнут на расстояние *до 20 м*, однако при этом возрастает *обводнённость* добываемой жидкости из-за конденсации теплоносителя, а иногда и образование стойких водонефтяных эмульсий.

Технологии теплового воздействия на призабойную зону

Источники тепла – глубинные *электронагреватели* и насыщенный *пар*.

Периодическая электротепловая обработка

Эксплуатацию скважины *прекращают* и извлекают скважинное оборудование. Затем на кабеле – тросе в интервал продуктивного пласта спускают глубинный *электронагреватель* и прогревают пласт в течение *трёх – семи* суток, после чего электронагреватель поднимают и возобновляют эксплуатацию скважины. При этом следует иметь ввиду, что призабойная зона *остывает весьма интенсивно* – со скоростью $3\div 8^{\circ}\text{C}/\text{час}$, поэтому *продолжительность* извлечения электронагревателя из скважины и время пуска её в эксплуатацию должны быть *минимальными* – пять – семь часов, иначе расплавленные АСПО вновь *охлаждаются* и обработка окажется неэффективной. Глубина интервала продуктивного пласта не должна превышать $1200 \div 1400$ м; при большей глубине тепло просто-напросто отбирается окружающими скважину горными породами.

Стационарная электротепловая обработка

В скважине в интервале продуктивного пласта совместно с глубиннонасосным оборудованием устанавливают стационарный **электронагреватель**.

Паротепловая обработка

Скважину останавливают, извлекают глубиннонасосное оборудование и в пласт нагнетают насыщенный **пар**, затем скважину герметизируют и **выдерживают** на прогреве в течение двух- трёх суток; объекты воздействия – продуктивные пласты глубиной до 1000 м, содержащие высоковязкую нефть – более 50 мПа·с.

Оборудование для тепловых обработок

Для **периодической** электротепловой обработки используются самоходная установка **СУЭПС – 1200**, имеющая три трубчатых электронагревателя (**ТЭН**) с кабель – тросом, представляющая собой переоборудованный самоходный каротажный подъёмник СКП с лебёдкой на шасси **автомобиля** повышенной проходимости (ЗИЛ-157Е), и три одноосных **прицепа**, на которых смонтированы автотрансформатор и станция управления, а также вспомогательное оборудование – устьевой ручной подъёмник, блок – баланс, устьевые зажимы и др.

Для **стационарной** электротепловой обработки используется более простая, чем названный выше агрегат (хотя могут быть использованы и отдельные его **узлы**), состоящая из **поднасосного** электронагревателя, кабеля с креплениями, станции управления и вспомогательного оборудования.

Для **паротепловой** обработки:

- источник пара – стационарные или передвижные установки – **парогенераторы** различных типов,
- **скважинное устройство** для направления пара в нужный интервал продуктивного пласта,
- **арматура** обвязки устья скважины, позволяющая осуществлять обработку паром при **высоких** температурах,
- термостойкие **пакеры**.

Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) представляет собой **разрыв** пласта давлением **пороховых газов** с целью увеличения проницаемости призабойной зоны пласта за счёт образования **остаточных трещин** в горной породе за счёт энергии пороховых газов, образующихся при сгорании порохового заряда в аппарате **АСГ- 105К** с массой пороховых зарядов 3÷15 кг, позволяющих создать давление, равное полному горному или даже выше его; процесс деформации горных пород **необратим**, поэтому после снятия давления порода не возвращается полностью в исходное положение, сохраняя каналы, что позволяет **отказаться** от закрепления трещин.

Аппарат **АСГ-5** состоит из нескольких пороховых **шашек** высококалорийного состава; воспламенитель изготовлен из нитроглицеринового пороха, снабжён **электрозапалом**.

Аппарат *АДС* («аккумулятор давления скважинный») разработан *пермскими* учёными и конструкторами также состоит из нескольких пороховых шашек, которые удерживаются в *гирлянде* с помощью кабельной подвески, а *воспламенение* осуществляется с помощью спирали накаливания, находящейся внутри пороховой шашки.

Документация, контроль и наблюдения за ОПЗ

Работы по ОПЗ, как правило, ведутся бригадами капитального ремонта скважин (*КРС*) на основании *планов – заказов* на производство работ. *Контроль* за их выполнением ведётся на основании отчётов о фактическом выполнении работ. Планы- заказы *составляются* технологическими службами, *согласовываются* с геологической службой и *утверждается* руководством нефтедобывающих предприятий. Ниже приводится *пример* плана-заказа.

План

на производство капитального ремонта

(Составляются на основе типовых технологических регламентов)

Месторождение....., площадь.....

№ скв. 962

Ф.И.О. мастера КРС.....

Цель ремонта:- ОПЗ – СКО + H_2SiF_6 (КФК)

Подъёмное сооружение – АЗИНМАШ- 37А

Продолжительность ремонта – 120 бр.- час.

I. Геолого - техническая характеристика скважины

1. Категория скважины – добывающая или нагнетательная

2. Способ эксплуатации – ШГН или ЭЦН или ещё что-то другое

Конструкция скважины

3. Направление диаметром.....мм спущено на глубину.....м, закреплено в интервалах.....от устья.

4. Кондуктор диаметром.....мм с толщиной стенки.....мм спущен на глубину.....м, закреплён в интервалах.....м от устья.

5. Эксплуатационная колонна диаметром.....мм, с толщиной стенки.....мм спущена на глубину.....м и закреплена.....в интервалах.....м от устья

6. Зоны ухода при бурении в интервалах.....

7. Поправка на фланец.....

8. Эксплуатационный горизонт.....Тл

9. Искусственный забой.....-1837 м

10. Интервал перфорации.....

11. Подземное оборудование.....

Спущено на НКТ.....м.....

1. Общая глубина подвески.....

12. Максимальная кривизна.....40.....на глубине1200 м.....

II. Техническое состояние на начало ремонта

- 1.Состояние забоя.....
текущий забой.....
- 2.Герметичность эксплуатационной колонны.....
определена.....(дата).....
- 3.Пластовое давление.....124 атм., определено по карте изобар по состоянию на 01.07.95.
- 4.Коэффициент аномальности – P_n/P_v
- 5.Дебит жидкости (приёмистость), т/сут ($m^3/сут$).....периодическая эксплуатация
- 6.Излив (в нагнетательной скважине), $m^3/сут$динамический уровень у приёма насоса, статический уровень – 650 м
- 7.Остановить нагнетательные скважины:
...скв. №..... $P_{пл}$атм.....с «...».....
...скв. №..... $P_{пл}$атм.....с «...».....
.....скв. №..... $P_{пл}$атм.....с «...».....
- 8.Перетоки-колонной.....
- 9.Давление изолируемого (отдающего, приобщаемого) пласта.....атм., определено по.....
- 10.Обводнённость продукции.....%масс.
- 11.Скважинна жидкость.....плотность $кг/м^3$
- 12.Наличие сероводорода.....
- 13.Ранее выполненные работы по КРС (цель, дата, что проделано)
В апреле-мае 1980 г. проведены следующие работы:
 - дополнительная перфорация ПК-103 (перестрел)в интервале 1803 – 1806 м, всего три метра по 10 отверстий на один погонный метр и ИПД-4 (???)

III.Предлагаемый объём работ

- 1.Установить грузоподъёмное сооружение, провести подготовительные работы.
- 2.Порядок глушения скважины
- 3.Вызов представителя АВО (???)
- 4.Заглушить скважину глинистым раствором, хлористым кальцием, пластовой водой (нужное подчеркнуть) в объёме..... m^3 .
Завезти 550 м 2,5" НКТ, четыре m^3 10 %-ой HCl с ПАВ, шесть m^3 кремний-фтористоводородной кислоты, пакер ПВМ с узлом ИПД-4

Порядок работ

- 1.Поднять глубинно-насосное оборудование, замерить пластовое давление, отбить забой лебёдкой АЗИНМАШ-8.
- 2.Спустить на 2,5" НКТ пакер ПВМ-122×500 до глубины 1770 м с замером длины НКТ плюс хвостовик длиной 35 м – четыре штуки НКТ с заглушенным концом; первая труба под пакером должна быть перфорированной.. Резьбовые соединения НКТ уплотнить специальной смазкой или лентой ФУМ.
- 3.Закачать через НКТ четыре m^3 10 %-ой HCl с ПАВ, полтора m^3 пресной воды и посадить пакер.

4. Закачать шесть м³ кремний-фтористоводородной кислоты плюс полтора м³ пресной воды и продавить в пласт солёной водой в объёме шесть м³.
5. Через восемь часов реакции сорвать пакер ПВМ-122×500 с узлом ИПД-4.
6. Посадить пакер, порвать диафрагму ИПД-4 и поставить на приток в течение двух-трёх часов.
7. Сорвать пакер и промыть скважину обратной промывкой до чистой воды с ПАВ.
8. Поднять НКТ с пакером, отобрать пробы забойной грязи из хвостовика.
9. Спустить глубинно-насосное оборудование по старой схеме – НГВ-28 на глубину 1280 м.
10. Сдать скважину мастеру ЦДНГ по акту.

IV. Отчёт-хронометраж о выполнении работ

- 26.01.95. – Переезд на скважину, расстановка оборудования, заворот якорей, завоз НКТ-2,5" - 16 шт плюс 2" - 44 шт.
- 27.01.95. - Перегон АЗИНМАШ-37 на базу.
- 28.01.95. Перегон А-50 на скважину.
- 29.01.95. Заворот якорей – четыре штуки, монтаж А-50; подъём штанг: - 7/8" 79 шт., 3/4" - 21 шт. с насосом НГВ-28.
- 30.01.95-Доподъём штанг 3/4" - 28 штук с НГВ-28, подъём НКТ-2,5" с замковой опорой – семь штук.
- 31.01.95- Доподъём НКТ-2,5" с замковой опорой – 80 штук.
- 01.02.95- Доподъём НКТ-2,5" с замковой опорой – 40 штук. Спуск НКТ 2" с ПВМ – 40 шт. плюс – 2,5" - 40 шт. плюс 2,5" - 40 шт. плюс хвостовик – четыре штуки.
- 02.02.95- Доспуск НКТ-2,5" с ПВМ-122×500 – 101 шт. (1766 м) плюс хвостовик - 35 м.
- 03.02.95- СКО: четыре м³ плюс полтора м³ пресной воды. Посадка пакера (в нескольких местах не садится). Обратная промывка в ёмкость.
- 04.02.95. - Подъём НКТ-2,5" с ПВМ-122×500 – 171 шт. Ревизия ПВМ.
- 05.02.95. - Спуск НКТ-2,5" с ПВМ-122×500 – 185 шт. (1766 м плюс хвостовик-35 м).
- 06.02.95. – Обработка призабойной зоны: закачка HCl-четыре м³ плюс полтора м³ пресной воды. Посадка ПВМ на глубине 1768 м, закачка кислоты H₂SiF₆ – шесть м³ при давлении 170-130 ат., продавка пресной водой – полтора м³ плюс солёной водой – шесть м³ при давлении 130-100 ат; остановка на реакцию.
- 07.02.95. – Разрядка скважины. Срыв пакера. Промывка скважины солёной водой – 20 м³, подъём НКТ-2,5" с пакером – 139 шт. плюс 2" - пять штук.
- 08.02.95. – Доподъём НКТ-2" - 35 шт. плюс четыре штуки хвостовика. Спуск НКТ – хвостовик 2" с заглушкой – четыре штуки плюс фильтр ПВМ + ИПД -4 +НКТ 2" - 40 шт + НКТ-2,5" - 151 шт (1766 м). Посадка ПВМ
Работа ИПД. Скважина на притоке.
- 09.02.95. – Срыв ПВМ, обратная промывка от водовода в течение одного часа. Подъём НКТ с ПВМ и ИПД -4 2,5" - 151 шт + 2" - 40шт.

10.02.95. - спуск НКТ 2,5" с замковой опорой 127 шт. Спуск НГВ-32 на штангах 3/4" - 79 шт. + 7/8" - 69 шт.

11.02.95. - подъём штанг 7/8" - 79 шт. и 3/4" - 69 шт.

12.02.95. - ревизия НГВ-32. Спуск НГВ-32 на штангах 3/4" - 69 шт. + 7/8" - 79 шт.

Сборка СКН и нефтесборной линии. Опрессовка на 15 атм.(держит).

13.02.95. - Опрессовка на 25 атм. Демонтаж А-50.

Начальник технологического отдела

Ст. инженер

Ст. геолог

В планах по возможности должны быть приведены **исчерпывающие данные** о скважине и полное изложение планируемых работ и, в частности:

- данные о предыдущих ОПЗ и их эффективности,
- состояние забоя скважины и его фильтрующей поверхности,
- результаты гидродинамических исследований скважины,
- глубина спуска и диаметр НКТ
- подготовительные работы,
- перечень материалов и оборудования, а также технических средств, и технологическая схема их расположения,
- элементы технологии обработки и порядок проведения её; число исполнителей и их обязанности;
- дебиты нефти, газа и воды или приёмистости, если скважина нагнетательная – в течение 10÷30 суток перед остановкой скважины на ОПЗ.
- расстояния от устья скважины до динамического и статического уровней.

Акты на выполнение работ по ОПЗ составляются с фиксацией всех явлений и событий (**хронометраж**), наблюдавшихся на скважине во время ОПЗ, в частности подлежат обязательной фиксации: изменения во времени (колебания) **давлений** на устье скважины, на агрегатах, в соединительных трубах и в затрубном пространстве; **производительность** скважины после обработки в течение пяти – шести месяцев для оценки технологической эффективности ОПЗ. Фиксируются также все **отклонения** от плана- задания с указанием причин, вызвавших эти отклонения. После выполнения всех работ по ОПЗ скважина повторно **исследуется и затем вводится в эксплуатацию**. Неотъемлемой операцией при ОПЗ, как вообще любых работ по КРС, является **глушение** скважины перед началом работ во избежание открытого фонтанирования и **промывка** по окончании работ от загрязняющих примесей.

7. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ПОДЪЁМА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

Физика процесса движения газожидкостной смеси ГЖС) в вертикальной трубе (газожидкостном подъёмнике)

Баланс энергии в скважине

Как известно, **приток** жидкости к забою скважины обусловлен депрессией

$P_{пл} - P_{заб}$.

Подъём жидкости и газа от забоя скважины на дневную поверхность - **основное** в процессе эксплуатации скважины, т.е. это и есть **скважинная добыча нефти** или эксплуатация скважин.

Этот процесс может происходить за счёт энергии **двух видов**:

- **природной** ($W_{прир}$) – и этот способ эксплуатации носит название «фонтанирование» и
- **искусственной – вводимой в скважину с земной поверхности** ($W_{иск}$) – и этот способ эксплуатации носит название «механизированный, т.к. подача $W_{иск}$ на забой скважины осуществляется механизированными приспособлениями (**наосами или компрессорами**).

Фонтанирование нефтяных скважин происходит под влиянием **энергии**:

- **сжатых пород и пластовых жидкостей**,

- **сжатой и растворённой в нефти газовой фазы**,

выделяющейся из нефти и расширяющейся в процессе подъёма её на поверхность,

Если бы в нефти не содержался растворённый газ, то подъём её на поверхность происходил бы **только** за счёт пластового давления и только при условии превышения напора, развиваемого пластом, глубины скважины, т.е. когда имело бы место неравенство

$$\frac{P_{пл}}{\rho_n \cdot g} \geq H_{скв}.$$

Такое фонтанирование называется **артезианским** и при нём, очевидно, должно иметь место соотношение

$$P_{у.нкт} > P_{нас}.$$

Однако такое фонтанирование встречается довольно **редко** – при наличии продуктивных пластов с аномально высоким пластовым давлением. **В большинстве же случаев гидростатического напора** пласта (в метрах столба дегазированной или газонасыщенной нефти, но без выделения пузырьков газа) бывает **недостаточно** для фонтанирования скважины. Поэтому такие скважины могут начать работу фонтанным способом в процессе их освоения только после замены бурового раствора на воду или дегазированную нефть на пластовую нефть, содержащую растворённый газ, который, выделяясь из нефти в скважине, расширяется по мере движения к поверхности (из-за снижения давления) и совершает работу по подъёму жидкости. Такое фонтанирование называется **газлифтным. Механизм** газлифтного фонтанирования, т.е. передачи энергии газа потоку жидкости, очень **сложен** и до конца не изучен из-за нестационарности движения ГЖС, поэтому для решения задач, связанных с фонтанированием скважин, применяется ряд логических и эмпирических **допущений** и упрощений.

Считается, что *энергия газа* затрачивается на *увеличение объёма ГЖС*, что сопровождается *уменьшением её плотности*.

Подъёму жидкости в некоторой степени способствует также *относительная скорость* движения фаз с различными плотностями (при всплытии в нефти пузырьков газовой фазы возникают силы *трения* между газом и нефтью, увлекающие часть нефти – жидкой фазы). Вместе с тем *проскальзывание* газа сопровождается бесполезной *потерей* некоторой части его энергии, и поэтому этот процесс *нежелателен*.

Эффективность процесса повышается с *ростом дисперсности* газовых пузырьков вследствие уменьшения общих потерь энергии на скольжение. *Большое* количество *мелкодисперсных* пузырьков газа всплывает (скользит) в нефти значительно *медленнее*, чем *малое* количество *крупнодисперсных* пузырей. По этой причине *диспергирование* пузырьков газа – одно из средств повышения эффективности работы ГЖС.

Итак, говоря о *балансе энергии* в скважине в самом общем виде можно представить *левую* часть этого баланса в виде суммы двух видов энергии – природной и искусственной ($W_{np} + W_{иск}$).

Правая же часть этого баланса состоит из затрат этой энергии:

W_1 – на *подъём* жидкости и газа с забоя до устья скважины,

W_2 – на движение ГЖС через *устьевое* оборудование,

W_3 – *уносимая* струёй жидкости и газа *за пределы* устья скважины, т.е. в сепараторы (отделители жидкости от газа), замерные устройства и промышленные трубопроводы. Тогда энергетический баланс скважины выглядит так:

$$W_{np} + W_{иск} = W_1 + W_2 + W_3.$$

На забое скважины жидкость и газ обладают *потенциальной* энергией, обусловленной величинами W_{np} и $W_{иск}$, т.е. левая часть баланса энергии в скважине выразится как

$$W_{пот} = W_{жс}, \text{ т.е. сумма потенциальных энергий жидкости и газа.}$$

Рассмотрим эти величины подробнее:

$W_{жс}$ – *потенциальная энергия одной* тонны (1000кг) жидкости, необходимая для совершения работы по подъёму этой жидкости на некоторую высоту h (это и есть цель скважинной добычи нефти):

$$W_{жс} = 1000 \cdot h \cdot g = 1000 \text{ (кг)} \cdot h \text{ (м)} \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 = 9,81 \cdot 10^3 \text{ (н)} \cdot h \text{ (м)} = [\text{дж}].$$

Выразим высоту h через забойное давление:

$$P_{заб} - P_0 = h \cdot \rho \cdot g,$$

P_0 – атмосферное давление, равное $9,81 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 = 0,0981 \text{ МПа}$.

Отсюда

$$h = \frac{P_{заб} - P_0}{\rho \cdot g},$$

и *потенциальная энергия жидкости* выразится как

$$W_{жс} = \frac{10^3 \cdot h \cdot (P_{заб} - P_0)}{\rho}, \text{ Дж.}$$

Потенциальная энергия свободного газа при изотермическом его расширении определяется соотношением

$$W_r = G_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_{заб}}{P_o}, \text{ Дж},$$

где G_o - объёмное количество газа, поступающего в свободном виде с одной тонной к забою скважины, м^3 ; если давление на забое скважины **больше давления насыщения** нефти газом и отсутствуют прорывы газа из газовой шапки, то $G_o = 0$, и подъём жидкости происходит за счёт энергии жидкости и энергии выделяющегося из раствора газа **в стволе** скважины. При этом в каждой тонне нефти содержится какое-то количество **растворённого газа**, который будет **выделяться** (освобождаться из раствора) по мере **понижения** давления от забоя к устью скважины. Этот газ также обладает некоторым количеством **энергии**, которое обозначим A_o - энергия растворённого газа.

Таким образом, **суммарное количество** потенциальной энергии, которой обладает жидкость и газ на забое скважины выразится в виде суммарной потенциальной энергии как

$$W_{\text{пот}} = 1000 \cdot \frac{P_{\text{заб}} - P_o}{\rho} + G_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_{\text{заб}}}{P_o} + A_1, \text{ Дж}.$$

Слагаемые правой части этой формулы представляют собой следующее:

первое – энергию **гидростатического** напора,

второе – энергию **свободного** газа и

третье – энергию **выделившегося** газа при снижении давления от забойного до устьевого.

Необходимо отметить, что эта энергия при эксплуатации скважины **не полностью** используется для подъёма жидкости (за исключением случаев открытого фонтанирования), т.к. на устье скважины всегда имеется какое-то **противодавление P_y** .

При подъёме жидкости за счёт гидростатического напора давление на забое скважины определяется уравнением

$$P_{\text{заб}} = H_c \cdot \rho \cdot g + P_y + P_{\text{тр}},$$

где $P_{\text{тр}}$ – потери давления на преодоление **трения**, определяемые по формуле **Дарси – Вейсбаха**

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{H_c \cdot \omega^2}{2 \cdot d_n} \cdot \rho,$$

где λ - коэффициент гидравлических сопротивлений, зависящий от **шероховатости**, в том числе и связанной с отложениями **парафина** и определяемый по величине параметра Рейнольдса

$$Re = \frac{\omega \cdot d_t}{\nu};$$

при $Re < 2320$

$$\lambda = \frac{64}{Re};$$

при $Re > 2320$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}};$$

ω - линейная скорость движения жидкости в трубах, м/с ;

d_t – диаметр НКТ, м ;

ρ - плотность жидкости, кг/м^3 ;

ν - кинематический коэффициент вязкости жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Для **предотвращения парафинизации** эксплуатационной колонны и для промывки скважины применяются специальные фонтанные (насосно – компрессорные) трубы с условным диаметром 2"; 2,5"; 3" и 4" или 48, 60, 73, 89, 102 и 114 мм с толщиной стенки 3,5- 7,0 мм.

Если фонтанная скважина **закрыта**, то давление на её устье равно пластовому.

В общем случае **ГЖС** состоит из **трёх** фаз (несмешивающихся жидкостей): газообразной, жидкой и твёрдой; жидкая фаза часто состоит из двух несмешивающихся жидкостей: воды и нефти. **Твёрдой фазой** могут быть песок или механические примеси, поступающие в скважину из продуктивной толщи, или частицы парафина, образовавшиеся в пористой среде или в подъёмных трубах.

Общий **перепад** давления на концах трубы зависит от **плотности** смеси и **гидравлических** сопротивлений.

На **численное** значение гидравлических сопротивлений существенно влияют:

- свойства ГЖС – **плотность, вязкость, соотношение** фаз;
- **структура** (режим) потока (его **строение**).

Исследования на вертикальных **прозрачных** трубах показали, что, **режимы** потока (или структуры потока **бывают**:

- **пузырьковый (рис.56)**, когда газ более или менее **равномерно** распределён в жидкости в виде **небольших** (по сравнению с диаметром трубы) диспергированных пузырьков; небольшие концентрация и размеры пузырьков газа позволяют им **свободно** передвигаться в жидкой фазе;

- **снарядный (пробковый) (рис.57)**, когда газообразная фаза представлена в виде **крупных** пузырей, поперечные размеры которых **соизмеримы** с диаметром трубы; по форме пузыри напоминают снаряды с головкой параболического очертания; при этом **газовые пузыри** чередуются **с жидкостными перемычками**;

- **эмульсионный (рис.58)**, когда газообразная фаза распределена в потоке в виде **мелких пузырьков**, разделённых жидкими **плёнками**;

- **кольцевая (стержневая) (рис.59)**, когда **газообразная** фаза образует **ядро потока**, а жидкость в виде плёнки движется **по стенкам** трубы;

- **дисперсная**, когда **мелкие капли жидкости** распределены **равномерно** в общем потоке газа.

Имеется и целый ряд других **промежуточных** и сложных структур потока ГЖС.

Характеристики движения ГЖС по вертикальным трубам

Движение ГЖС характеризуется нижеследующими **параметрами**, с помощью которых определяются гидравлические **сопротивления** (обозначим: объёмный расход **газа** ν , а объёмный расход **жидкости** – q);

- **газовое число**

$$\alpha = \frac{v}{q};$$

при определении объёмных расходов, м³/с необходимо учитывать в *рассматриваемом давлении и температуре сечения трубы*.

По мере подъёма смеси газовое число *возрастает* за счёт увеличения v – из-за систематического *снижения давления* и уменьшения расхода жидкости q вследствие *возрастания плотности* жидкости за счёт «усадки» вследствие выделения газа из нефти и за счёт уменьшения температуры, однако это изменение *незначительно*; с достаточной степенью точности в расчётах иногда можно принимать *плотность жидкой фазы* неизменной по длине НКТ и равной *средней* плотности жидкой фазы;

- *расходное объёмное газосодержание*

$$\beta_v = \frac{v}{v+q} = \frac{\alpha}{\alpha+1}$$

- расходное *массовое* газосодержание

$$\beta_m = \frac{m_g}{m_g + m_{ж}},$$

где m_g и $m_{ж}$ – *массовые* расходы соответственно газообразной и жидкой фаз; расходное массовое газосодержание во всех сечениях трубы *постоянно*, если по пути движения ГЖС в трубу не вводится дополнительно газ;

- *истинное* (в отличие от *расходного*) *объёмное газосодержание*

$$\varphi = \frac{f_g}{f},$$

где f_g – *площадь* поперечного сечения трубы, занимаемая *газообразной* фазой, f – *полная площадь* сечения газожидкостного потока, проще говоря – площадь поперечного сечения трубы;

- *истинное* объёмное содержание *жидкой* фазы

$$\varphi_{ж} = 1 - \varphi;$$

- *плотность ГЖС*

$$\rho_{см} = \varphi \cdot \rho_g + (1 - \varphi) \cdot \rho_{ж},$$

где ρ_g и $\rho_{ж}$ – *плотности соответственно* газа и жидкости; если жидкость состоит из *двух компонентов* (вода и нефть), то *плотность смеси* определяется по формуле

$$\rho_{см} = \varphi_n \cdot \rho_g + \varphi_n \cdot \rho_n + \varphi_v \cdot \rho_v,$$

где φ_n и φ_v – *истинные объёмные* соответственно нефте- и водосодержания, ρ_n и ρ_v – *плотности* соответственно нефти и воды; плотность смеси может быть также рассчитана, исходя из *расходного объёмного газосодержания*

$$\rho_{см} = \beta \cdot \rho_g + (1 - \beta) \cdot \rho_{ж};$$

- *истинная скорость движения фаз:*

- *газовой*

$$C_u = \frac{v}{f_r} = \frac{v}{\phi \cdot f},$$

- *жидкой*

$$C_{ж} = \frac{q}{(1 - \phi) \cdot f};$$

(здесь берутся отношения средних во времени объёмных расходов данной фазы и средней площади сечения потока, занятого данной фазой);

- *относительная скорость* движения ГЖС

$$C_o = C_r - C_{ж} = \frac{1}{f} \cdot \left(\frac{v}{f} - \frac{q}{1 - \phi} \right),$$

где C_o - разность истинных скоростей газовой и жидкой фаз;

если в состав потока, кроме нефти и газа, входит **вода**, то в этом случае будет **несколько** значений относительной скорости, а именно – **разность скоростей**: газовой и нефтяной фаз, газовой и водной фаз, нефтяной и водной фаз; вследствие этого концентрация фаз изменяется по длине НКТ;

- *приведённая скорость фазы* – отношение среднего

объёмного расхода фазы к **полной** площади потока, т.е. к площади внутреннего сечения НКТ,

для **газа**

$$C_{пр.г} = \frac{v}{f},$$

для жидкости

$$C_{пр.ж} = \frac{q}{f};$$

- *скорость ГЖС* – отношение **объёмного расхода** ГЖС

через поперечное сечение потока к **площади** этого потока

$$C_{см} = \frac{v + q}{f} = C_r \cdot \phi + C_{ж} \cdot (1 - \phi);$$

для определения гидравлических сопротивлений при движении ГЖС в НКТ могут быть использованы и **другие** соотношения

- *средневзвешенная по объёмным расходам жидкости и газа скорость движения ГЖС*

$$C'_{см} = \frac{C_r \cdot v + C_{ж} \cdot q}{v + q};$$

- *средневзвешенная по массовым расходам жидкости и газа скорость движения ГЖС*; исходя из постоянства количества движения ($m \cdot v$)

$$C''_{см} = \frac{C_r \cdot m_r + C_{ж} \cdot m_{ж}}{m_r + m_{ж}},$$

где m_r и $m_{ж}$ – соответственно **массы** газа и жидкости; если газовая и жидкая фазы движутся с одинаковыми линейными скоростями, то

$$C_{см} = C'_{см} = C''_{см};$$

(раздел не завершён)

7.1.1. Зависимость подачи фонтанного подъёмника от относительного погружения, диаметра труб и расхода газа; характерные точки и КПД подъёмника; подъём жидкости за счёт энергии расширяющегося газа

В большинстве фонтанных скважин **одновременно** используются напор жидкости и энергия расширяющегося газа. В этом случае должно выдерживаться **соотношение**

$$P_y < P_{\text{нас}} < P_{\text{заб}},$$

т.е. в **нижней части** НКТ перемещается **жидкость**, а на глубине, где $P_{\text{заб}} = P_{\text{нас}}$, начинается **выделение** газа из нефти и в верхней части НКТ движется **двухфазный** поток – жидкость и газ.

Рассмотрим схематически принцип работы **газо – жидкостного подъёмника, включающего в себя пласт, скважину с эксплуатационной колонной и спущенными в неё НКТ**, – это общий принцип работы фонтанной и газлифтной скважины.

Представим себе **установку (рис.60)**, состоящую из двух сообщающихся **сосудов** – A_1 , имитирующего продуктивный **пласт**, и A_2 , имитирующий собой **ствол** скважины, заполненных жидкостью до уровня **I – I**. В **сосуд A_2** спущены две трубки – a_1 , **имитирующая НКТ**, и a_2 , **имитирующая подвод к нижнему концу НКТ (башмаку) газа**, – либо за счёт **выделения** его из нефти, либо **подводимого** с поверхности.

В сосуд A_1 наливается жидкость, т.е. происходит **приток** жидкости из пласта. Эту жидкость необходимо **поднять** на уровень **II – II** в трубке a_1 , т.е. поднять по НКТ **до устья** скважины. Поднять жидкость на этот уровень можно с помощью **сжатого** воздуха или газа, **подаваемого в трубку a_2 в количестве v** .

Давление на конце трубки a_2 , т.е. у **башмака** НКТ, – P_1 можно подобрать таким образом, чтобы при **непрерывном подливе** постоянного объёмного количества жидкости q в сосуд (или колено) A_1 (имитация постоянного **притока** жидкости из пласта) уровень **I – I** был бы неизменным.

При этих условиях будет достигнут **установившийся** процесс движения жидкости и газа в сообщающихся сосудах и трубках a_1 и a_2 .

В начальный момент при подаче в трубку a_1 первых порций газа пузырьки его будут **всплывать** через жидкость, в результате чего она **не будет переливаться** через устье скважины (уровень **II – II**).

При **определённом** расходе газа ГЖС поднимется до верхнего сечения, но **перелива также не будет** (нулевая подача жидкости). Такой расход газа соответствует начальной точке на кривой лифтирования

$$Q = f(v) \text{ (рис.61).}$$

В этом случае газовые пузырьки **проскальзывают** через столб жидкости. В трубе происходит циркуляция жидкости, – так называемый режим **барботаж** или барботирования.

Далее с увеличением расхода газа будет возрастать и расход жидкости. **Однако** с некоторого момента с ростом количества нагнетаемого газа расход жидкости **начнёт уменьшаться** вследствие увеличения скорости движения ГЖС и, следовательно, роста потерь давления на трение. В целом расход жидко-

сти *зависит* от *расхода газа, диаметра лифта (НКТ) и градиента давления* – относительного *погружения* башмака НКТ под динамический уровень жидкости

$$\xi = \frac{h_1}{L},$$

где h_1 – *глубина погружения* лифта под динамический уровень жидкости при установившейся работе скважины, м,

L – длина лифта (НКТ).

Для подъёма жидкости до уровня II – II в трубку a_2 необходимо подавать такое количество газа, чтобы выдержать *условие*

$$P_1 > L \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g,$$

где L – высота подъёма ГЖС, т.е. расстояние между уровнями III – III и II – II,

$\rho_{\text{см}}$ – плотность ГЖС.

В процессе *движения* ГЖС по внутренней поверхности НКТ появляются гидравлические сопротивления, например, *трение* $P_{\text{тр}}$.

Кроме того, чтобы ГЖС проходила через сечение II – II, необходимо преодолеть *противодавление* P_2 в этом сечении.

Тогда *давление* P_1 в сечении III – III, будет складываться из суммы

$$P_1 = h_1 \cdot \rho \cdot g = L \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g + P_{\text{тр}} + P_2,$$

где h_1 – высота столба жидкости, соответствующая давлению P_1 , т.е. расстояние между сечениями I – I и III – III.

Рассмотрим механизм движения ГЖС в трубке a_1 . *Воздух* или газ, подаваемый через сечение III – III, *распыляется* в жидкости в виде отдельных пузырьков; поскольку

$$\rho_{\text{возд}} < \rho_{\text{ж}},$$

то пузырьки воздуха стремятся *всплыть*, в результате чего скорость восходящего движения газа *больше* скорости движения жидкости. Величина *относительной скорости* газа прямо пропорциональна *размеру* пузырька и *разности* плотностей

$$\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{газа}}$$

и *обратно* пропорциональна *вязкости* жидкости. Поэтому *большие* пузырьки газа обладают значительной *подъёмной* силой.

Сопротивление движению пузырька с ростом его *размеров* возрастает. Форма больших пузырьков становится *не шарообразной*, а сплюсненной и при определённых условиях они *раздробляются*.

По мере *подъёма* газа *уменьшается* испытываемое им *давление*, что опять же приводит к *увеличению объёмов* пузырьков газа. В результате этого подъём газа сопровождается *уменьшением* плотности ГЖС и уменьшением *площади* сечения трубы, занимаемой жидкостью. Это приводит к *возрастанию* линейной *скорости* движения жидкости и газа, а поэтому *увеличиваются потери* напора на трение.

Выразим *потери* напора на трение и противодавление через соответствующие *высоты* столба жидкости

$$P_{\text{тр}} = h_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g;$$

$$P_2 = h_2 \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g.$$

На основании этих выражений вышеприведенное уравнение **давления у башмака НКТ** перепишется как

$$P_1 = h_1 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g = L \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g + h_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g + h_2 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g$$

или

$$h_1 \cdot \rho_{\text{ж}} - h_2 \cdot \rho_{\text{ж}} = L \cdot \rho_{\text{см}} + h_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{ж}};$$

Разделим обе части полученного равенства на $\rho_{\text{ж}}$ и L

$$\frac{h_1 - h_2}{L} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{ж}}} + \frac{h_{\text{тр}}}{L}, (\text{точка}).$$

Обозначим

$$\xi = \frac{h_1 - h_2}{L}$$

и

$$h'_{\text{тр}} = \frac{h_{\text{тр}}}{L}.$$

Тогда

$$\xi = \frac{\rho_{\text{cv}}}{\rho_{\text{ж}}} + \frac{h_{\text{тр}}}{L}. (**)$$

Этим величинам можно дать следующее **толкование**:

ξ - это суммарный **напор**, расходуемый **на единицу длины** лифта;

$h'_{\text{тр}}$ - потери напора на трение, отнесённые к единице длины лифта.

Если противодействие в сечении II – II равно **одной** абсолютной атмосфере, т.е. $h_2 = 0$, то, как мы говорили выше величина

$$\xi = \frac{h}{L}$$

называется **относительным погружением**; она показывает, какая часть НКТ общей длиной L (на нашем рисунке схемы установки из сообщающихся сосудов это трубка a_1) находится **под динамическим** уровнем жидкости, который образовался в межтрубном пространстве. Таким образом равенство **(**)** может служить основанием для **расчёта параметров** процесса подъёма жидкости в скважинах. Однако теоретически очень **трудно определить** $\rho_{\text{см}}$ и $h'_{\text{тр}}$, поскольку газ и жидкость движутся по трубе не с одинаковой скоростью, и по трубам движется **сложная неоднородная** газожидкостная система при **нестационарном** режиме.

Поэтому **академиком А.П.Крыловым** велись большие экспериментальные работы с целью установления зависимостей между объёмным дебитом жидкости (q), расходом газа (v), диаметром НКТ (d_r) и относительным погружением (ξ). Эти зависимости носят **название** «объёмный расход жидкости (q) в функции объёмного расхода газа (v)» и имеют **вид (рис.62)**

Данная кривая имеет **характерные точки**:

(1) – точка **начала выброса** жидкости; до этой точки газ, подводимый (или подходящий) к башмаку НКТ проскальзывает через жидкость;

(2) – точка q_{max} – после неё **дебит жидкости уменьшается** из-за резкого возрастания гидравлических потерь;

(3) – **конечная точка**- по НКТ движется только газ.

7.3. Плотность идеальной и реальной ГЖС в трубе и методы её определения

По методике Поэтмана – Карпентера

Графический метод расчёта газожидкостного подъёмника

Вопрос о движении ГЖС по трубам в настоящее время до конца не решён. Поэтому существуют *многочисленные* методики расчёта движения ГЖС по вертикальным и горизонтальным трубам, каждая из которых имеет ограниченное применение. *(раздел не завершён, к нему надо ещё вернуться).*

8. Эксплуатация фонтанных скважин

(ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6)

8.2.2. Формулы А.П.Крылова для расчёта процесса фонтанирования на режимах оптимальной и максимальной подачи

При проектировании фонтанного или газлифтного способа добычи нефти *необходимо решать ряд задач*, связанных с *подъёмом* жидкости от забоя к устью скважины, а именно:

при фонтанной эксплуатации –

- установить *режим* работы фонтанных скважин на отдельных этапах разработки по проектным данным, конкретно в начале и в конце фонтанирования;
- выбрать *глубину* спуска и *диаметр* НКТ;
- определить *устьевое* противодавление, когда обеспечивается наибольший приток жидкости;
- рассчитать *забойное давление* и *обводнённость*, соответствующие условиям прекращения фонтанирования;

при газлифтной эксплуатации –

- определить *дебит* жидкости при заданных устьевом *противодавлении* и *удельном расходе газа*;
- рассчитать местоположение *пусковых* клапанов;
- рассчитать *удельные расходы газа* при работе на оптимальном и максимальном режимах;
- рассчитать *глубину* установки рабочего *клапана* (или муфты) для подачи газа в колонну НКТ и *диаметр* труб.

Эти задачи решаются на основе законов движения ГЖС в вертикальных трубах.

Методики расчёта газожидкостного подъёмника

Их существует большое количество, поскольку все они эмпирические и, следовательно, приближённые.

Выбор методики расчёта в первую очередь определяется постановкой задачи, но всегда надо выбирать такую методику, в которой учитывается *структура* потока, поскольку ею (структурой потока) обусловлен *градиент* давления при движении ГЖС.

**Сводная характеристика методик расчёта
газожидкостного подъёмника**

Авторы	$\nu \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Дебит жид- кости, $\text{м}^3/\text{сут}$	Структу- ра потока	Решаемые задачи	$\lg Ga$	Fr	Газо- вый фак- тор, $\text{м}^3/\text{м}^3$
Крылов А.П.	$1 \div 106$	$170 \div 260$	пробко- вая	$P = f(L)$, $Q_{\text{ж}}, Q_{\text{Г}} - \text{опт, max}$			
Константи- нов Н.Ф.			пробко- вая	$P = f(L)$	$3 \div 18$		
Пирвердян А.М. и др.				$Q_{\text{ж}}, Q_{\text{Г}} - \text{опт, max}$		Для об- воднён- ных газ- лифтных скважин	
Шербетов Е.В., Лео- нов Е.Г.			пробко- вая	$P = f(L)$ и $L = f(P)$			
Медведский Р.И., Аржан ов Ф.Г.				$P = f(L)$ $Q_{\text{ж}}$ - газ- лифтные скважины		> 1	
Поэтман - Карпенер	неболь- шая	$3 \div 200$	любая	$P = f(L)$ для опреде- ления места установки рабочего клапана, контроли- рующего расход газа			
Данс, Рос	$0,8 \div 300$ $\text{мПа} \cdot \text{с}$	$f_e < 10\%$ <i>масс</i>	любая	$P = f(L)$ и др. по графикам в безразмер- ных коор- динатах			
Уоллис Г.	неогра- ниченно	Результаты расчётов согласуются с методикой И.Н.Константинова					

(Более подробно этот вопрос рассмотрен ниже)

Расчёт фонтанного подъёмника

Дебиты фонтанных скважин изменяются **в широких пределах** – как по количеству жидкости, так и попутного газа. Для обеспечения фонтанирования все скважины оборудуются фонтанными трубами (**НКТ**), которые спускаются в скважину обычно до забоя – точнее **до середины фильтра** (интервала перфорации).

НКТ служат для:

- **освоения** скважины – вызова притока жидкости из пласта и обеспечения фонтанирования скважины;
- **промывок** и воздействия на забой (кислотные обработки, ГРП и др.);
- **глушения** скважины и т.д.

Однако набор НКТ ограничен по диаметру, поэтому их **диаметр всегда принимается без расчётов** - 2" или 2,5". Тем не менее вопрос о **пропускной способности НКТ** при тех или иных условиях на забое и на устье скважины представляет собой безусловный интерес и всегда требует определённого ответа. Всякий фонтанный подъёмник работает при том или ином **погружении** его нижней части (башмака) под динамический уровень жидкости

$$\xi = \frac{P_{\text{башм}} - P_y}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L_T};$$

обычно эта величина **равняется 0,30÷0,65**, и тогда **к.п.д.** фонтанного подъёмника на оптимальном и максимальном режимах **мало** отличаются друг от друга.

Акад. А.П.Крылов вывел эмпирические формулы для определения **пропускной способности НКТ** для этих двух режимов:

$$q_{\text{max}} = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_{\text{башм}} - P_y}{\rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L_T} \right)^{1,5}, \text{ м}^3/\text{с}$$

и поскольку

$$q_{\text{опт}} = q_{\text{max}} \cdot (1 - \xi),$$

то

$$q_{\text{опт}} = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_{\text{башм}} - P_y}{\rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L_T} \right) \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{башм}} - P_y}{\rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L_T} \right), \text{ м}^3/\text{с}.$$

Если

$$P_{\text{башм}} > P_{\text{нас}},$$

то в эти формулы необходимо подставлять **вместо** $P_{\text{башм}}$ давление **насыщения** нефти газом ($P_{\text{нас}}$), а **вместо длины труб** L_T – расстояние от устья скважины до точки (сечения), где давление **равно давлению насыщения** нефти газом $L_{\text{нас}}$.

Как уже отмечалось, формулы А.П.Крылова определяют **не дебит** фонтанной скважины, а **пропускную способность** НКТ при **заданных** давлениях у башмака НКТ и на устье скважины. Поэтому возникает задача **согласования работы НКТ с работой пласта**, т.е. необходимо, чтобы приток жидкости из пласта в скважину, определяемый формулой притока

$$q_{\text{притока}} = K_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^n,$$

равнялся бы **пропускной способности** НКТ при одном и том же давлении на забое или у башмака НКТ, а именно (**повторим** эти формулы в несколько **видоизменённом** виде)

$$q_{\text{max}} = \frac{15 \cdot 10^{-8} \cdot d_{\text{т}}^3 \cdot (P_{\text{башм}} - P_{\text{у}})^{1,5}}{\rho_{\text{ж}}^{0,5} \cdot L^{1,5}}, \text{ Т/сут},$$

и

$$q_{\text{опт}} = \frac{1,5 \cdot 10^{-8} \cdot d_{\text{т}}^3 \cdot (P_{\text{башм}} - P_{\text{у}})^{1,5} \cdot (\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L - P_{\text{башм}} + P_{\text{у}})}{\rho_{\text{ж}}^{1,5} \cdot L^{2,5}}, \text{ Т/сут};$$

Формулы для определения удельного расхода газа выглядят следующим образом:

$$R_{\text{max}} = \frac{3,88 \cdot L^2 \cdot \rho_{\text{см}}}{d_{\text{т}}^{0,5} \cdot (P_{\text{башм}} - P_{\text{у}}) \cdot \lg \frac{P_{\text{башм}}}{P_{\text{у}}}}, \text{ М}^3/\text{Т},$$

$$R_{\text{опт}} = \frac{0,388 \cdot L \cdot (\rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L - P_{\text{башм}} + P_{\text{у}})}{d_{\text{т}}^{0,5} \cdot (P_{\text{башм}} - P_{\text{у}}) \cdot \lg \frac{P_{\text{башм}}}{P_{\text{у}}}}, \text{ М}^3/\text{Т}.$$

В этих формулах: $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{см}}$ – плотность соответственно жидкости и ГЖС, кг/м^3 , L – длина НКТ, м, $d_{\text{т}}$ – внутренний диаметр НКТ, мм, $P_{\text{башм}}$ и $P_{\text{у}}$ – давления соответственно у башмака и на устье НКТ, Па.

При определении пропускной способности НКТ по вышеприведенным формулам **следует иметь ввиду** следующее. Если НКТ спущены **до забоя**, то

$$P_{\text{башм}} = P_{\text{заб}}.$$

Если НКТ подняты **выше**, т.е. их **длина $L_{\text{м}}$ меньше глубины** скважины $H_{\text{с}}$, то тогда

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{башм}} \cdot (H_{\text{с}} - L_{\text{т}}) \cdot g \cdot \rho.$$

С учётом этого приведенная выше **формула дебита** скважины (**формула притока**) по жидкости переписывается как

$$q_{\text{с}} = K_{\text{прод}} \cdot [P_{\text{пл}} - P_{\text{башм}} \cdot (H_{\text{с}} - L_{\text{т}}) \cdot g \cdot \rho]^n.$$

Приравнивая **правые части** формул притока и пропускной способности НКТ, получим $K_{\text{прод}} \cdot [P_{\text{пл}} - P_{\text{башм}} \cdot (H_{\text{с}} - L_{\text{т}}) \cdot g \cdot \rho]^n = 55 \cdot d_{\text{т}}^3 \cdot \left(\frac{P_{\text{башм}} - P_{\text{у}}}{\rho \cdot g \cdot L_{\text{т}}} \right)^{1,5}$.

Полученное равенство удовлетворяется при определённом значении $P_{\text{башм}}$, поскольку **остальные величины задаются**. Это уравнение **трансцендентное**, и решается оно **относительно** $P_{\text{башм}}$ методом последовательных подстановок. По найденной величине $P_{\text{башм}}$ определяется **дебит скважины**, соответствующий **максимальной** подаче газожидкостного подъёмника. **Аналогичным** образом можно найти дебит скважины, соответствующий режиму оптимальной подачи.

Если выделение газа начинается не на забое, а **в НКТ**, то в вышеприведенные равенства, как указывалось выше, **вместо** $P_{\text{башм}}$ необходимо подставлять **давление насыщения нефти** газом и **вместо** длины труб L подставлять **глубину начала выделения газа** $L_{\text{нас}}$. Однако здесь уже нельзя варьировать величиной

$P_{\text{башм}}$, поскольку давление насыщения нефти газом есть величина постоянная, а в этом случае необходимо подбирать *длину НКТ* L так, чтобы обе части уравнений были равными.

Расчёт процесса фонтанирования с помощью кривых распределения давления

Для этого необходимо знать: дебит скважины, газовый фактор, плотности нефти и воды, обводнённость, температуру по стволу скважины, объёмный коэффициент нефти; эти кривые примерно **выглядят** следующим образом (**рис.63**):

(раздел не завершён)

ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ПРИ ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Основные элементы оборудования

Насосно - компрессорные трубы (НКТ) - иногда их ещё называют фонтанные, лифтовые и т.п. (формально трубы относятся к **материалам**, а не к оборудованию); НКТ выпускают следующих условных размеров (по **внешнему** диаметру): 33, 42, 48, **60**, **73**, 89, 102 и 114 мм с **толщиной** стенок от 4 до 7 мм; **длина** трубы – от 5,5 до 10 м; трубы **бесшовные, цельнотянутые**, выполненные из сталей с **высокими** механическими свойствами марок Д, К, Е, Л, М, отличающиеся (по возрастающей) прочностными свойствами. На **обоих концах** каждой трубы нарезают одинаковую **резьбу**, а на **один** конец трубы навинчивают **муфту**.

Арматура устья или **устьевое оборудование** (более подробно рассматривается ниже, здесь же только назовём в порядке перечисления).

Нефтесборная (выкидная) линия – трубы, по которым нефть поступает от устья скважины до нетегазосепарационной или нефтегазомерной установки.

Устьевое оборудование предназначено для:

- **герметизации** кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ;
- **подвески** НКТ;
- создания **противодавления** на устье для движения струи газожидкостной смеси в нефтесборную линию;
- **направления** ГЖС в нефтесборную линию.

Устьевое оборудование состоит из:

- **колонной головки (рис.64) и**
- **фонтанной арматуры (рис.65).**

Колонная головка **предназначена** для **герметизации** пространства между обсадными трубами и размещения на ней фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура **собирается** из толстостенных стальных **тройников**, крестовин (крестовиновая арматура отличается от тройниковой тем, что тройников применяются крестовины), патрубков (отрезков трубы с фланцами, именуе-

мыми иногда в просторечии «катушками»), **задвижек** (схема задвижки приведена на **рис.65**), кранов и в свою очередь состоит из:

- **трубной головки и**
- **фонтанной ёлки.**

Трубная головка служит для **подвески** НКТ и для **герметизации** пространства между ними и эксплуатационной колонной. Это наиболее ответственная часть арматуры, воспринимающая межтрубное (или затрубное) давление.

Фонтанная ёлка **предназначена** для **направления** фонтанной струи в нефтесборную линию, для **регулирования и контроля** работы скважины, а также для проведения **исследовательских** работ.

Фонтанные арматуры подразделяются:

- по рабочему **давлению** – от 4 до 50 Мпа;
- по **типу соединений** – фланцевые и резьбовые (последние применяются реже);
- по **количеству** спускаемых **труб** – однорядные и двухрядные – последние применяются довольно редко;
- по **конструкции** – крестовые и тройниковые;
- по размерам проходного **сечения ствола** – 62 и 100

мм.

Запасный выкид (**верхняя** нефтесборная линия или «струна») служит для перевода струи жидкости в период проведения **ремонтных** работ на рабочей линии (нижней «струне»).

Основное в фонтанной арматуре - **задвижки**, но они очень громоздки, требуют больших усилий для открывания и закрывания, не всегда обеспечивают необходимую герметичность, поэтому в последнее время стала применяться арматура, состоящая из **пробковых кранов**.

Манометр на отводе трубной головки показывает затрубное давление, а на лубрикаторе – устьевое или буферное давление в НКТ.

Для регулирования **устьевого давления в НКТ**, т.е. для установления **режима** работы фонтанной скважины, **на обеих** нефтесборных (выкидных) линиях **после задвижек** устанавливают **штуцеры – насадки** (местные сопротивления) уменьшенного размера (сечения) по сравнению с размером нефтесборной линии. Через штуцер проходит струя жидкости, газа и песка. После выхода из штуцера ГЖС попадает в нефтесборную линию, которую монтируют обычно из **нефтепроводных** труб диаметром до 100 мм. В дальнейшем эта смесь поступает на газосепарационную установку (ГСУ), где происходит разделение нефти и газа.

Чаще всего применяют **втулочные штуцеры (рис.67)**, иногда – дисковые, игольчатые (плавно регулируемые).

Диаметр отверстия в штуцере изменяется от нескольких мм до $30 \div 40$ мм и устанавливается **опытным** путём при исследовании фонтанных скважин (**рис.68**). Изменением диаметра штуцера регулируют **давление на устье** (буфере) фонтанной скважины, что отражается на **забойном давлении**, а, следовательно, и

на **дебите** фонтанной скважины. Эти её возможности используются при исследовании фонтанных скважин.

Графический (эмпирический) способ выбора оборудования и установления режима работы фонтанных скважин

Этот способ представляет особую ценность при проектировании разработки новых месторождений, т.к. на действующих месторождениях, где колонны НКТ уже спущены, установить режим работы скважины можно опытным путём, изменяя диаметр штуцера. Но и в этом случае использование графического способа может оказаться полезным. Он даёт возможность выявить необходимость смены диаметра НКТ в скважинах для увеличения дебитов или продления сроков фонтанирования.

Сущность метода заключается в использовании кривых распределения давления по длине колонны труб

$$P = f(H),$$

параметром которых является дебит, и построение путём поинтервальных замеров давления в работающих скважинах.

Для графического расчёта необходимо располагать рядом номограмм (рис. III.12), построенных для труб различного диаметра при разных обводнённостих продукции.

Располагая зависимостями

$$P = f(H),$$

строят **характеристические кривые**:

$$P_{башм} = f(q)$$

при фиксированных давлениях на устье

$$P_y = P_{буф} = P_2.$$

Для данного месторождения строят **характеристические кривые**: для диаметров труб, которые предполагается использовать при его разработке.

Помимо диаметра **характеристические кривые** зависят от длины подъёмника.

Глубина скважин на месторождении может быть различной, поэтому, чтобы избежать большого числа построений длина подъёмника L для расчёта **характеристических кривых принимается постоянной**, например, равной минимальному расстоянию на месторождении от устья до верхних отверстий фильтра.

В более глубоких скважинах при совмещении работы пласта и подъёмника значения пластового и забойного давлений приводится к уровню L .

Характеристические кривые приведены на рис. к стр. 92 для трёх разных устьевых давлений. Метод построения этих кривых виден из рис. III.12 для устьевых давлений $P_{y1} = P_{буф1}$. Зная давление на устье и имея кривую распределения давления при дебите q_1 , определяют давление у башмака колонны НКТ ($P_{башм1}$), находящегося от устья на известном расстоянии L (рис. III.12). По координатам q_1 и $P_{башм1}$ на следующем рисунке строится точка 1.

Затем находится давление на башмаке для дебита q_2 ($P_{\text{башм}2}$ на рис. III.12) и наносится точка 2 на следующем рисунке.

Таким же образом на этом рисунке строят точки для дебитов q_3 , q_4 и q_5 . Соединяя точки, получают **характеристическую кривую** при давлении $P_{y1} = P_{\text{буф}1}$. Подобные кривые строят при различных устьевых давлениях для НКТ разного диаметра.

Выбор диаметра колонны НКТ

Часто на одном и том же месторождении для обеспечения заданных отборов возникает необходимость спускать НКТ разного диаметра.

Для определения размера колонны НКТ пользуются набором **характеристических кривых** (рис. III.14), построенных для различных диаметров колонн НКТ на основании набора графиков из рисунка предыдущего типа (этот график строится для какого-то одного диаметра труб).

Кривые рис. III.14 строятся для минимального устьевого давления, обеспечивающего транспортирование продукции скважин к сборному пункту.

На этих же графиках строятся **индикаторные** кривые продуктивного пласта

$$q = f(P_{\text{пл}} - P_c).$$

На оси ординат откладывается пластовое давление $P_{\text{пл}}$, приведенное к уровню башмака НКТ и приведенное забойное давление P_c , предусмотренное проектом разработки. На уровне этого P_c проводится горизонтальная линия.

Точки пересечения индикаторных линий и **характеристических кривых**, индексированных величиной d , определяют условия совместной работы пласта и газожидкостного подъёмника.

Из рис. III.14 видно, что при большем коэффициенте продуктивности скважин $K_{\text{прод}}$ для отбора её продукции необходима и колонна НКТ большего диаметра.

Для каждой скважины определяется по данным исследований $K_{\text{прод}}$. Если окажется, что

$$K_{\text{прод}} \leq K_{\text{прод}1},$$

то принимаются трубы диаметром $d = 50$ мм;
если

$$K_{\text{прод}1} < K_{\text{прод}} \leq K_{\text{прод}2},$$

то $d_{\text{нкт}} = 62$ мм;
при

$$K_{\text{прод}2} < K_{\text{прод}} \leq K_{\text{прод}3},$$

принимается $d_{\text{нкт}} = 76$ мм.

Если окажется, что

$$K_{\text{прод}} > K_{\text{прод}3},$$

то допустимый отбор не обеспечивается колонной труб диаметром 76 мм – нужно спускать колонну НКТ большего диаметра (88,6 или 114,3 мм) или/и эксплуатировать скважину по кольцевому пространству.

Установление режима работы фонтанной скважины (установление $P_y = P_{\text{буф}}$)

Колонну НКТ диаметром, выбранным по методике, изложенной в предыдущем разделе, спускают в скважину. Скважину подключают к системе сбора и проводят её исследование. Затем строится график вида рис. III.15. Индикаторная линия скважины (1) накладывается на семейство характеристических кривых (2), построенных для выбранного диаметра колонны НКТ при различных давлениях на устье ($P_y = P_{\text{буф}}$) (рис. III.15).

Расчёты при фонтанной эксплуатации скважин

Для выбора *оборудования* и установления *режима* работы фонтанных и газлифтных скважин используется аналитический метод *акад. А.П.Крылова* и ряд графо – аналитических методик; в основе их используются *кривые изменения давления вдоль колонны НКТ*

$$P = f(L_T).$$

Расчёт минимального забойного давления фонтанирования скважины (Практическое занятие №6)

Минимальным забойным давлением фонтанирования называется *такое давление ($P_{\text{заб. min}}$)*, которое, будучи *пересчитанным* в столб ГЖС ($H_{\text{гжс}}$), окажется *превышающим* глубину скважины ($H_{\text{скв}}$). В этом случае скважина будет фонтанировать, или, по крайней мере, из неё будет изливаться жидкость. Таким образом, *условие фонтанирования в общем виде* запишется как

$$P_{\text{заб. min}} > H_{\text{гжс}} \cdot \rho_{\text{гжс}} \cdot g,$$

откуда

$$H_{\text{гжс}} = \frac{P_{\text{заб. min}}}{\rho_{\text{гжс}} \cdot g} \geq H_{\text{скв}}.$$

Наиболее экономичным способом эксплуатации скважины является *фонтанный*, поэтому желательно обеспечить условия фонтанирования за счёт пластового давления. Если же этого невозможно достичь, то скважины эксплуатируют *механизированным* способом.

Исходные данные для расчёта минимального забойного давления фонтанирования

- дебит жидкости q , т/сут,
- газовый фактор (газонасыщенность), Г, м³/т,
- относительные (относительно пресной воды)

удельные веса:

- пластовой нефти с растворённым газом, $\rho_{\text{нг}}$,
- дегазированной нефти, $\rho_{\text{нд}}$,
- пластовой воды, $\rho_{\text{в}}$,
- массовая (весовая) доля воды в продукции скважины,

f (для упрощения задачи принимаем, что скважина в начальный период работает безводной нефтью),

- абсолютное давления насыщения нефти газом, $P_{\text{нас}}$, кгс/см²,
- абсолютное давление на устье скважины в НКТ, $P_{\text{у.нкт}}$, кгс/см²
- глубина скважины от устья до верхних отверстий перфорации, $H_{\text{скв}}$, м,
- диаметр НКТ, d_T мм или ",
- **расстояние** от устья скважины до глубины, где давление равно **давлению насыщения** нефти газом, $L_{\text{нас}}$, м (*подлежит расчёту*),
- **эффективно действующий (эффективный) газовый фактор** в условиях обводнённой нефти, приведенный к нормальным условиям, $\Gamma_{\text{эф.в}}$, $\text{м}^3/\text{т}$ (*подлежит расчёту*).

Техника (порядок) расчётов минимального забойного давления фонтанирования скважины

Для **различных условий** на забое скважины

$$P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$$

или

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$$

расчёты ведутся по различным формулам.

При условии, когда $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$,

$$P_{\text{заб.мин}} = \frac{(H_{\text{скв}} - L_{\text{нас}}) \cdot \rho_{\text{нг}}}{10} + P_{\text{нас}},$$

где **глубина начала разгазирования жидкости**, которая, как указывалось выше, **подлежит расчёту**, определяется по формуле

$$L_{\text{нас}} = \frac{h}{2} + \sqrt{\left(\frac{h}{2}\right)^2 + \frac{\Gamma_{\text{эф.в}} \cdot d_T^{0.5} \cdot h}{0.077} \cdot \lg \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у.нкт}}}}, \text{ м},$$

где **расстояние от забоя скважины до динамического уровня жидкости в затрубном пространстве** скважины h определяется по формуле

$$h = \frac{10 \cdot (P_{\text{нас}} - P_{\text{у.нкт}})}{\rho_{\text{ж.ср}}}, \text{ м};$$

средний удельный вес (или плотность) жидкости (**обводнённой** нефти) определяется по формуле

$$\rho_{\text{ж.ср}} = \rho_{\text{н.ср}} \cdot (1 - f) + \rho_{\text{в}} \cdot f;$$

средний удельный вес **чистой (необводнённой)** нефти определяется по формуле

$$\rho_{\text{н.ср}} = \frac{\rho_{\text{н.г}} + \rho_{\text{нд}}}{2};$$

эффективный газовый фактор при добыче обводнённой жидкости, который, как указывалось выше, **подлежит расчёту**, определяется по формуле

$$\Gamma_{\text{эф.в}} = \left[\Gamma - \frac{\alpha}{\rho_{\text{нд}}} \cdot \left(\frac{P_{\text{нас}} + P_{\text{у.нкт}}}{2} - 1 \right) \right] \cdot \frac{\rho_{\text{нд}} \cdot (1 - f)}{(1 - f) \cdot \rho_{\text{нд}} + f \cdot \rho_{\text{в}}}, \text{ м}^3/\text{т};$$

где **коэффициент растворимости газа в нефти** определяется по формуле

$$\alpha = \frac{\Gamma \cdot \rho_{\text{пл}}}{P_{\text{нас}} - 1}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{кгс}/\text{см}^2.$$

Очевидно, что в случае добычи **безводной** нефти ($f=0$) для фонтанирования скважины требуется существенно **меньшее** забойное давление.

В случае, когда

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}},$$

(а этот случай возникает, когда при первоначальном расчёте получается

$$L_{\text{нас}} > H_{\text{скв}}$$

и

$$P_{\text{заб}} < 0),$$

условие фонтанирования скважины выглядит следующим образом

$$\left(\Gamma - 10^3 \cdot \frac{\alpha}{\rho_{\text{ж}}} \cdot \frac{P_{\text{заб. min}} + P_{\text{y}}}{2} \right) \cdot (1 - f) \geq \frac{0.388 \cdot L_{\text{т}} \cdot (L_{\text{т}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g - P_{\text{заб. min}} + P_{\text{y}})}{d_{\text{т}}^{0.5} \cdot (P_{\text{заб. min}} - P_{\text{y}}) \cdot \lg \frac{P_{\text{заб. min}}}{P_{\text{y}}}}.$$

Данное уравнение является трансцендентным и методом подстановок или графически.

Вычисленная величина минимального забойного давления фонтанирования является **необходимым, но недостаточным** условием фонтанирования. Для окончательного решения вопроса о том, будет ли скважина фонтанировать, необходимо это давление сопоставить с пластовым давлением, и, если окажется, что

$$P_{\text{заб. min}} < P_{\text{пл}},$$

то скважина при заданном забойном давлении фонтанировать **не будет**. Однако это ещё не означает, что скважину необходимо сразу же переводить на **механизированный** способ эксплуатации – необходимо проверить возможность организовать её искусственное фонтанирование; например, если на месторождении осуществляется поддержание пластового давления путём **закачки воды**. Для этого необходимо определить величину **давления на устье нагнетательной** скважины, обеспечивающей величину минимального забойного давления фонтанирования (**рис.69**). Запишем уравнение **Дюпюи для приёмистости** нагнетательной скважины

$$q_{\text{нагн}} = \frac{2\pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h_{\text{n}} \cdot (P_{\text{пл}}^1 - P_{\text{заб. min}})}{\mu_{\text{ж}} \cdot \ln \frac{R_{\text{k}}}{r_{\text{пр}}}},$$

откуда необходимая для **обеспечения фонтанирования** скважины величина пластового давления запишется как

$$P_{\text{k}}^1 = \frac{q_{\text{нагн}} \cdot \mu_{\text{ж}} \cdot \ln \frac{R_{\text{k}}}{r_{\text{пр}}}}{2\pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h} + P_{\text{заб. min}}.$$

Очевидно, что **давление на забое нагнетательной** скважины определяется выражением

$$P_{\text{заб. нагн}} = P_{\text{у. нагн}} + P_{\text{гидр}} - P_{\text{тр}} - P_{\text{k}}';$$

отсюда можно определить **давление на устье нагнетательной** скважины

$$P_{у.нагн} = P_{заб.нагн} - P_{гидр} + P_{тр} + P'_к.$$

Для величины давления нагнетания или давления на забое нагнетательной скважины имеются **ограничения**:

- выпускаемое **насосное оборудование** имеет давление 22 МПа, т.е. должно выдерживаться соотношение

$$P_{у.нагн} \leq 22 \text{ МПа};$$

- должна быть обеспечена **сохранность** эксплуатационной **колонны**, т.е. выдерживаться соотношение

$$P_{у.нагн} \leq P_{опрес},$$

где $P_{опрес}$ – давление опрессовки эксплуатационной колонны, Мпа; чаще всего это соотношение не выдерживается, поэтому закачка воды под высоким давлением всегда ведётся с **накером**;

- в пласте не должно происходить гидроразрывов во избежание образования неуправляемых потоков жидкости, т.е. должно выдерживаться соотношение

$$P_{заб.нагн} < P_{горн.бок},$$

где

$$P_{горн.бок} = 0,4 \rho_{п} \cdot H_{скв} \cdot g$$

и средняя плотность горной породы

$$\rho_{п} \cong 2700 \text{ кг/м}^3.$$

Осложнения при фонтанной эксплуатации скважин и их предупреждение

Наиболее частые, типичные и опасные :

- открытое нерегулируемое **фонтанирование** в результате негерметичности устьевой арматуры или неправильное определение ожидаемого пластового давления – аномально высокое пластовое давление (АВПД); методы борьбы – **бурение вторых стволов** и заливка их цементом – как крайний случай; **профилактические меры** – **опрессовка** арматуры на двукратное давление, установка забойных **отсекателей** и т.д;

- образование **АСПО** на внутренних стенках НКТ и в нефтесборных линиях; **профилактика** – **ингибиторы** АСПО, защитные **покрытия** внутренней поверхности труб; борьба – **механические** методы (различного рода скребки), **термические** методы (пропарка);

- образование **песчаных пробок** на забое и в НКТ; **профилактика** – ограничение отборов, закрепление забоев цементирующими составами; **борьба** – промывка, разбуривание пробок;

- отложение **солей** – в основном гипса (CaSO_4) при закачке пресных вод – из-за **несовместимости** ионного состава закачиваемых и пластовых вод; **профилактика** – подготовка воды (ниже мы будем говорить об этом подробнее), применение ингибиторов солеотложений; **борьба** – химические растворители.

ДРУГИЕ РАСЧЁТЫ ПРИ ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

(При решении этих задач необходимо пользоваться задачками Оркина и Юрчука)

Выбор колонны труб из условий в начале и конце фонтанирования

Для отбора заданного дебита при известном газовом факторе можно подобрать такой **диаметр** колонны труб, при котором расход энергии на подъём жидкости будет минимальным. По мере разработки залежи количество пластовой энергии, поступающей на забой скважины уменьшается вследствие обводнения продукции, загрязнения призабойной зоны или падения пластового давления. Особо острая необходимость в рациональном использовании пластовой энергии возникает в конце периода фонтанирования, с тем, чтобы продлить этот период. Поэтому диаметр колонны НКТ выбирают из условий в конце фонтанирования с тем, чтобы скважина работала на **оптимальном режиме**. Затем этот подобранный диаметр необходимо проверить на максимальную пропускную способность в условиях начала фонтанирования и принять решение о том, какой же диаметр НКТ принимать – постоянный на весь период фонтанирования скважины или постепенно уменьшать его.

Исходные данные для расчёта

Глубина спуска НКТ – L_t , м;

Начальный дебит скважины – q_{co} , т/сут;

Конечный дебит – $q_{ск}$, т/сут;

Начальный газовый фактор – Γ_o , м³/т;

Абсолютное начальное забойное давление – $P_{забо}$, кгс/см²;

Абсолютное конечное забойное давление

(минимальное забойное давление фонтанирования) – $P_{забо}$, кгс/см²;

Абсолютное конечное давление на устье – $P_{ук}$, кгс/см²;

Относительный (относительно воды) удельный вес нефти – ρ^- .

Решение: оптимальный диаметр подъёмника по конечным условиям фонтанирования определяется по формуле

$$d_{нктк} = 0,074 \cdot \sqrt{\frac{L_t \cdot \bar{\rho}_n}{P_{сmin} - P_{ук}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{ск} \cdot L_t}{L_t \cdot \bar{\rho}_n - 10(P_{сmin} - P_{ук})}}, \text{дюймы.}$$

Принимается ближайший меньший стандартный диаметр или используется ступенчатая колонна.

В системе «СИ» формула имеет несколько иной вид:

$$d_{нктк} = 400 \cdot \sqrt{\frac{L_t \cdot \bar{\rho}_n}{P_{сmin} - P_{ук}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{ск} \cdot L_t}{L_t \cdot \bar{\rho}_n \cdot g - (P_{сmin} - P_{ук})}}, \text{мм.}$$

Изменение во времени дебитов скважин, забойных и пластовых давлений задаётся проектом разработки. Плотность или удельный вес жидкости определяется по прогнозу обводнения продукции скважин.

Трубы считаются спущенными до верхних отверстий фильтра, а длина колонны НКТ $L_{\text{н}}$ при $P_{\text{ск}} > P_{\text{нас}}$ определяется по уравнению:

$$L_m = H_c - \frac{P_{\text{ск}} - P_{\text{нас}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \text{ м.}$$

Если

$$P_{\text{сmin}} < P_{\text{гнас}},$$

то

$$L_m = H_c - a,$$

где a – расстояние от забоя до верхних отверстий фильтра.

Давление у башмака НКТ принимается из следующих соображений:

- при $P_{\text{сmin}} > P_{\text{нас}}$ $P_{\text{башм}} = P_{\text{нас}}$;
- при $P_{\text{сmin}} < P_{\text{нас}}$ $P_{\text{башм}} = P_{\text{сmin}}$;

Спуск в скважину колонны труб меньшего внутреннего диаметра позволит увеличить период фонтанирования.

Однако выбранный диаметр труб должен обеспечить запланированные отборы в начальный период фонтанирования скважины $q_{\text{нач}}$. Поэтому подъёмник проверяют на максимальную производительность в условиях начала фонтанирования (параметры отмечены индексом «нач.»)

$$q_{\text{сmax}} = \frac{15 \cdot 10^{-3} \cdot d_m^3}{\rho_{\text{нач}}^{0,5}} \cdot \left(\frac{P_{\text{забнач}} - P_{\text{буфнач}}}{L_{\text{нач}}} \right)^{1,5}. \quad (\text{III.84})$$

Если $q_{\text{max}} > q_{\text{нач}}$, то спускают колонну НКТ диаметром $d_{\text{к}}$, что удовлетворяет условиям в конце и начале фонтанирования.

При $q_{\text{max}} < q_{\text{нач}}$ диаметр труб определяют из условий работы НКТ на максимальном режиме:

$$d_{\text{нктм}} = 186 \cdot \sqrt{\frac{L_{\text{нач}}}{P_{\text{забнач}} - P_{\text{буфнач}}}} \cdot \sqrt[3]{q_{\text{нач}} \cdot \rho_{\text{нач}}^{0,5}}.$$

Если расчётный диаметр НКТ не отвечает стандартному, то его округляют до ближайшего **большого** стандартного или применяют ступенчатую колонну труб.

Проверим найденный диаметр подъёмника на максимальную пропускную способность по формуле А.П.Крылова (в технических единицах измерения) в условиях начала фонтанирования

$$q_{\text{сmax}} = \frac{2500 \cdot d^3 \cdot (P_{\text{забо}} - P_{\text{ус}})^{1,5}}{\gamma^{0,5} \cdot L^{1,5}}.$$

В этой формуле неизвестной величиной является давление на устье скважины в начале фонтанирования ($P_{\text{уо}}$), которое может быть найдено из формулы:

$$(P_{co} - P_{yo}) \cdot \lg \frac{P_{забо}}{P_{yo}} = \frac{0,007 \cdot \gamma \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot \Gamma_0}. \quad (\text{III.86})$$

Данное уравнение является трансцендентным и решается методом подстановок или графически.

В начальный период фонтанирования скважины, как правило, работают безводной нефтью.

Величиной диаметра НКТ, входящей в уравнение (III.86), необходимо задаться, поскольку результаты расчётов от этой величины зависят мало.

При $P_{co} < P_{нас}$ – как в нашем случае, трансцендентное уравнение (III.86) выглядит так:

$$\Gamma_0 - 10^3 \cdot \frac{\alpha}{\rho_{нач}} \cdot \frac{P_{co} + P_{yo}}{2} = \frac{3,88 \cdot L_{нач}^2 \cdot \rho_n}{d^{0,5} \cdot (P_{нас} - P_{yh}) \cdot \lg \frac{P_{нас}}{P_{yo}}};$$

Подставив фактические данные, будем иметь

$$\begin{aligned} 245,0 - 10^3 \cdot \frac{12,55 \cdot 10^{-6}}{768} \cdot \frac{10^6 \cdot (11,3 + P_{yo})}{2} = \\ = \frac{3,88 \cdot 1800^2 \cdot 768}{50^{0,5} \cdot 10^6 \cdot (11,3 - P_{yo}) \cdot \lg \frac{11,3}{P_{yo}}}; \end{aligned}$$

После всех возможных преобразований и упрощений будем иметь

$$245 - 8,2 \cdot (11,3 + P_{yo}) = \frac{1365,4}{(11,3 - P_{yo}) \cdot \lg \frac{11,3}{P_{yo}}}.$$

В нижеследующей таблице дан пример решения этого трансцендентного уравнения методом подстановок (как указывалось выше, более точно данное уравнение можно решить графически, используя данные этой таблицы). В таблице левая часть уравнения обозначена А, а правая – В.

P_{yo}	А	В
1,10	143,3	132,3
1,15	142,9	135,6
1,20	142,5	138,8
1,25	142,1	142,1

Из таблицы видно, что начальное устьевое давление равно 1,25 МПа.

Если диаметр колонны НКТ, которая может быть спущена в осадную колонну, не обеспечивает запланированный отбор, то фонтанирование происходит и по кольцевому пространству между этими колоннами труб. Соответствующий метод

расчёта помещён в разделе о газлифтной эксплуатации; принципы этого расчёта могут быть использованы и для фонтанных скважин.

Определение удельного расхода энергии в призабойной зоне, НКТ и штуцере фонтанной скважины, если с одной тонной нефти в скважину попадает при забойных условиях свободный газ в объёме $V_{заб}$

Поскольку забойная и пластовая температура равны, то процесс расширения газа в пласте происходит *изотермически*.

Тогда работу, производимую газом, поступающим с одной тонной нефти из пласта к забою скважины приближённо можно найти по формуле изотермического процесса расширения газа:

$$A_1 = 2,3 \cdot P_{заб} \cdot V_{заб} \cdot \lg \frac{P_{пл}}{P_{заб}}.$$

Работа той же массы газа, произведённая в скважине, ввиду изменения температуры от $T_{заб}$ до $T_{бyf}$ определяется по формуле *политропического* процесса расширения:

$$A_2 = \frac{P_{заб} \cdot V_{заб}}{n-1} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{бyf}}{P_{заб}} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right],$$

где n – показатель политропы, определяемый из формулы

$$\left(\frac{P_{бyf}}{P_{заб}} \right)^{\frac{n-1}{n}} = \frac{T_{бyf}}{T_{заб}}.$$

Для определения работы газа, затраченной *в штуцере* (A_3), необходимо найти объём газа V_y в устьевых условиях (при $P_{бyf} = 100$ ат.):

$$\left(\frac{V_{заб}}{V_y} \right)^{n-1} = \frac{T_{бyf}}{T_{заб}};$$

$$\left(\frac{2}{V_y} \right)^{1,037-1} = 0,967,$$

откуда $V_y = 5 \text{ м}^3$.

Найдём показатель политропы для штуцера n_1 :

$$\left(\frac{P'}{P_{бyf}} \right)^{\frac{n_1-1}{n}} = \frac{T'}{T_{бyf}};$$

$$\left(\frac{2}{100}\right)^{\frac{n_1-1}{n_1}} = \frac{373+5}{273+20};$$

здесь P' и T' - соответственно давление и температура за штуцером.

$$A_3 = \frac{P_{\text{буф}} \cdot V_y}{n_1 - 1} \cdot \left[1 - \left(\frac{P'}{P_{\text{буф}}} \right)^{\frac{n_1-1}{n_1}} \right] =$$

$$= \frac{100 \cdot 10^4 \cdot 5}{0,014} \cdot \left[1 - \left(\frac{2}{100} \right)^{\frac{0,014}{1,014}} \right] = 1877,8 \cdot 10^4 \text{ кГм.}$$

Суммарно затраченная работа газа

$$A = A_1 + A_2 + A_3 = 19,6 \cdot 10^4 + 477 \cdot 10^4 + 1877,8 \cdot 10^4 = 2374,4 \cdot 10^4 \text{ кГм.}$$

Расход энергии в % по этапам движения ГЖС:

- в пласте до забоя – A_1/A ,
- в скважине – A_2/A ,
- в штуцере – A_3/A .

В рассматриваемом случае наибольший расход энергии происходит в штуцере.

Задача 3

81.2. Определение среднего удельного веса нефтегазовой смеси в подъёмных трубах (вода отсутствует)

Сначала необходимо найти:

- средний расход свободного эффективно действующего газа в подъёмнике (V_{cp}) и средние скорости его движения – фиктивную ($C_{\text{ф}}$) и истинную (V_r) по формулам:

$$V_{cp} = 0,5 \cdot \frac{\Gamma_o}{P_{нас}} \cdot \gamma_{н.ср} \cdot q_c^* \cdot \lg \frac{P_{нас}}{P_{буф}},$$

где

$$q_c^* = \frac{q_c}{86400 \cdot \gamma_{н.ср}} = \frac{100}{86400 \cdot 0,85} = 0,00136 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

Тогда

$$V_{cp} = 0,5 \cdot \frac{50}{90} \cdot 0,85 \cdot 0,00136 \cdot 2,3 \lg \frac{10}{90} = 0,0007 \text{ м} / \text{с.}$$

Фиктивная средняя скорость движения нефтегазовой смеси в подъёмнике (без учёта относительного движения газа в нефти) определится как

$$C_{\phi} = \frac{q_c^* + V_{cp}}{F} = \frac{0,00136 + 0,0007}{0,0032} = 0,64 \text{ м / с},$$

где F – площадь сечения 2,5" НКТ:

$$F = \frac{\pi \cdot (2,5 \cdot 25,4)^2}{4} = 3165 \text{ мм}^2 = 0,0032 \text{ м}^2.$$

Абсолютная средняя скорость движения газа с учётом его движения относительно нефти

$$C_z = f \cdot C_{\phi} = 1,52 \cdot 0,64 = 1,0 \text{ м / с},$$

где f – коэффициент скольжения нефти, который находится опытным путём – его можно принять равным 1,52.

Тогда средний удельный вес нефтегазовой смеси

$$\begin{aligned} \gamma_{см} &= \\ &= \gamma_{нсп} \cdot \left(1 - \frac{V_{cp}}{F \cdot C_z} \right) = 0,85 \cdot \left(1 - \frac{0,0007}{0,0032 \cdot 1} \right) = 0,660 \text{ г / см}^3. \end{aligned}$$

Задача 4

75.Определение:

- **потерь напора в трубах,**
- **давлений на забое и**
- **к.п.д. подъёмника**

при фонтанировании по подъёмным трубам и эксплуатационной колонне

(Здесь и далее используются по возможности исходные данные задачи 81)

Скважина фонтанирует безводной нефтью за счёт гидростатического напора без выделения свободного газа в подъёмных трубах, т.е. давление на буфере скважины (новое по сравнению с предыдущими задачами)

$$P'_{буф} > P_{нас} = 100 \text{ ат.}$$

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны

$$D = 150 \text{ мм.}$$

Коэффициент продуктивности скважины

$$K_{прод} = 10 \text{ т/сут.ат.}$$

Кинематический коэффициент вязкости нефти в стволе скважины при температуре 30°C

$$\nu = 0,2 \frac{\text{см}^2}{\text{сек}} (20 \text{ сст})$$

Фонтанирование по 2,5"(62 мм)подъёмным трубам

Средняя скорость движения нефти:

$$V_n = \frac{q_c}{\gamma_n \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot 86400} = \frac{100 \cdot 4}{0,8 \cdot \pi \cdot (0,062)^2 \cdot 86400} = 0,5 \text{ м/с.}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{V_n \cdot d}{\nu} = \frac{50 \cdot 6,2}{0,2} = 1550 < 2300.$$

Режим движения ГЖС – ламинарный (при $Re > 2800$ – режим движения турбулентный).

Коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{1550} = 0,0413.$$

Гидравлические потери напора на трение при движении нефти в 62-мм колонне труб

$$P_{тр} = \frac{\lambda \cdot H \cdot V_n^2}{d \cdot 2g} \cdot \frac{\gamma_n}{10} = \frac{0,0413 \cdot 2000 \cdot (0,5)^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 1,4 \text{ ат.}$$

Потери скоростного напора

$$P_{ск} = \frac{V_n^2 \cdot \gamma_n}{2g \cdot 10} = \frac{(0,5)^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 10} = 0,001 \text{ ат}$$

ничтожно малы, поэтому ими можно пренебречь.

Гидростатическое давление столба нефти в скважине

$$P_{ст} = \frac{H \cdot \gamma_n}{10} = \frac{2000 \cdot 0,8}{10} = 160 \text{ ат.}$$

Забойное давление

$$P_c = P_{ст} + P'_{буф} + P_{тр} = 160 + 100 + 1,4 = 261,4 \text{ ат.}$$

К.п.д. подъёмника при фонтанировании по 62-мм колонне

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{\lambda \cdot V_n^2}{2 \cdot g \cdot d}} = \frac{1}{1 + \frac{0,413 \cdot (0,5)^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,062}} = 0,99.$$

Перепад давлений на забое

$$\Delta P = \frac{q_c}{K_{\text{прод}}} = \frac{100}{10} = 10 \text{ ат.}$$

Пластовое давление

$$P_{\text{пл}} = P_c + \Delta P = 261,4 + 10,0 = 271,4 \text{ ат.}$$

Общий к.п.д. фонтанирования при движении нефти из пласта на поверхность

$$\eta_{\text{общ}} = \frac{P_{\text{ст}}}{P_{\text{пл}}} = \frac{160}{271,4} = 0,6.$$

Фонтанирование по 150-мм эксплуатационной колонне

В этом случае при тех же дебите и забойном давлении *уменьшаются гидравлические сопротивления (λ) и повышается буферное давление.*

Средняя скорость движения нефти

$$V_n = \frac{q_{\text{сн}}}{\gamma_n \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot 86400} = \frac{100 \cdot 4}{0,8 \cdot 3,14 \cdot (0,15)^2 \cdot 86400} = 0,082 \text{ м / с.}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{V_n \cdot d}{\nu} = \frac{82 \cdot 15}{0,2} = 6150 > 2800,$$

т.е. режим движения турбулентный и коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = 0,035.$$

Гидравлические потери напора на трение при движении нефти в 150-мм колонне

$$P_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot H \cdot V_n^2 \cdot \gamma_n}{d \cdot 2g \cdot 10} = \frac{0,035 \cdot 2000 \cdot (0,082)^2 \cdot 0,8}{0,15 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 10} = 0,009 \text{ ат} \approx 0.$$

Буферное давление

$$P'_{\text{буф}} = P_c - P_{\text{ст}} - P_{\text{тр}} = 261,4 - 160 - 0 = 101,4 \text{ ат.}$$

К.п.д. подъёмника без учёта потерь энергии в штуцере при фонтанировании по 150-мм колонне

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{\lambda \cdot V_n^2}{2g \cdot d}} = \frac{1}{1 + \frac{0,035 \cdot (0,082)^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,15}} \approx 1.$$

Практически фонтанирование по эксплуатационной колонне возможно лишь в условиях высокого пластового давления, активного водонапорного режима, отсутствия выноса песка и отложений парафина и при $P_c > P_{нас}$.

Задача 2

77. Проверочный расчёт работающего подъёмника (безводная эксплуатация)

Определить:

- скорости движения смеси нефти и газа:
 - у башмака НКТ,
 - у устья и
 - в подъёмных трубах;
- проверить диаметр подъёмника.

Дополнительные исходные данные:

- дебит свободного газа $V_g = 50000 \text{ м}^3/\text{сут}$,
- глубина спуска подъёмных труб $L = H = 2000 \text{ м}$,
- $P_c = P_{башм} = 140 \text{ ат}$.

Определим объём свободного газа, поступающего из пласта на забой скважины с одним м^3 нефти (без учёта относительного движения газа в нефти) при снижении давления на одну атмосферу

$$V_{св} = \frac{V_g - \alpha \cdot P_c \cdot q'_{сн}}{q'_n \cdot P_c},$$

где

$$q'_{сн} = \frac{q_{сн}}{\gamma_{нсп}} = \frac{100}{0,85} = 117 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Тогда

$$V_{св} = \frac{50000 - 0,51 \cdot 140 \cdot 117}{117 \cdot 140} = 2,54 \text{ м}^3 / \text{м}^3 \cdot \text{ат}.$$

Скорость движения нефтегазовой смеси у башмака

$$\begin{aligned} V_{б} &= \frac{q'_{сн} + \frac{V_g - \alpha \cdot P_c \cdot q'_{сн}}{P_c}}{86400 \cdot \frac{\pi d^2}{4}} = \\ &= \frac{117 + \frac{50000 - 0,51 \cdot 140 \cdot 117}{140}}{86400 \cdot 0,785 \cdot (0,062)^2} = \frac{473,7}{260,7} = 1,8 \text{ м} / \text{с}. \end{aligned}$$

Скорость движения смеси у устья

$$\begin{aligned}
 V_y &= \frac{q'_{сн} + \frac{V_z - \alpha \cdot P_{буф} \cdot q'_{сн}}{P_{буф}}}{86400 \cdot \frac{\pi d^2}{4}} = \\
 &= \frac{117 + \frac{50000 - 0,51 \cdot 10 \cdot 117}{10}}{86400 \cdot 0,785 \cdot (0,062)^2} = \frac{5057}{260,7} = 19,4 \text{ м / с.}
 \end{aligned}$$

Средняя скорость движения смеси в подъёмных трубах

$$V_{cp} = \frac{1,8 + 19,4}{2} = 10,6 \text{ м / с.}$$

Диаметр (в дюймах) фонтанных труб для работы подъёмника на оптимальном режиме (т.е. при максимальном к.п.д.) определяется по формуле
А.П.Крылова

$$\begin{aligned}
 d &= 0,074 \cdot \sqrt{\frac{L \cdot \gamma_n}{P_c - P_{буф}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{сн} \cdot L}{L \cdot \gamma_n - 10 \cdot (P_c - P_{буф})}} = \\
 &= 0,074 \cdot \sqrt{\frac{2000 \cdot 0,85}{140 - 10}} \cdot \sqrt[3]{\frac{100 \cdot 2000}{2000 \cdot 0,85 - 10 \cdot (140 - 10)}} = \\
 &= 0,074 \cdot 3,616 \cdot \sqrt[3]{500} = 0,268 \cdot 7,937 \approx 2,1'' .
 \end{aligned}$$

Следует принять ближайший стандартный размер труб, равный 2" и сделать расчёт заново, т.к. трубы для заданных условий подобраны неправильно.

Задача 5

79. Определение высоты столба нефти в межтрубном пространстве фонтанных скважин (при $P_c < P_{нас}$)

Газ в межтрубном пространстве находится под давлением часто близким к давлению у башмака $P_{башм}$.

В таких случаях столб нефти в межтрубном пространстве постепенно оттесняется до башмака НКТ. Если подъёмные трубы спущены до верхних отверстий фильтра, то забойное давление можно определить по так называемой барометрической формуле (при $t = 20^\circ\text{C}$)

$$P_c = P_{башм} = P_m \cdot e^{1,2 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma_g \cdot L},$$

где P_m – избыточное (манометрическое) давление на устье межтрубного пространства, ат,

L – длина колонны подъёмных труб, м,

γ_g – относительный (по воздуху) удельный вес газа.

При негерметичности подъёмных труб (плохое свинчивание, трещины, растяжения резьбовых соединений при большом весе труб и т.д.) газ частично проникает из межтрубного пространства в подъёмные трубы. Этот газ совершает меньшую работу, чем газ, попадающий в подъёмник через башмак.

При установившемся движении нефти в подъёмных трубах давление $P_{\text{башм}}$ уравнивается в межтрубном пространстве суммой давления на устье $P_{\text{м}}$ и давлений от веса столба газа $h_{\text{г}}$ и столба нефти $h_{\text{н}}$.

В этом случае забойное давление определяется по формуле

$$P_{\text{с}} = P_{\text{башм}} = P_{\text{м}} \cdot e^{1,2 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{г}} \cdot h_{\text{г}}} + \frac{(L - h_{\text{г}}) \cdot \gamma_{\text{н}}}{10}, \text{ ат.}$$

Величина $P_{\text{башм}}$ определяется глубинным манометром.

Рассмотрим численный пример определения высоты столба нефти в межтрубном пространстве со следующими исходными данными:

- $P_{\text{с}} = P_{\text{башм}} = 80$ атм.,
- $P_{\text{м}} = 50$ атм.,
- $\gamma_{\text{г}} = 1$,
- $\gamma_{\text{н}} = 0,8$,
- $L = 2000$ м.

По последней формуле находим методом подстановок или графическим методом высоту столба газа в межтрубном пространстве скважины. Подставим в эту формулу исходные данные:

$$80 = 50 \cdot e^{1,2 \cdot 10^{-4} \cdot 1 \cdot h_{\text{г}}} + \frac{(2000 - h_{\text{г}}) \cdot 0,8}{10}$$

или

$$50 \cdot e^{1,2 \cdot 10^{-4} \cdot 1 \cdot h_{\text{г}}} = 80 - \frac{(2000 - h_{\text{г}}) \cdot 0,8}{10}.$$

Обозначим левую часть этого уравнения φ_1 , а правую – φ_2 и решим его относительно $h_{\text{г}}$ методом подстановок (нижеследующая таблица)

$h_{\text{г}}, \text{м}$	φ_1	φ_2
1700	61,3	56,0
1750	61,7	60,0
1765	61,8	61,2
1770	61,8	61,6
1775	61,9	62,0

Таким образом, высота столба газа в межтрубном пространстве

$$h_{\text{г}} = 1770 \text{ м,}$$

откуда высота столба нефти в межтрубном пространстве

$$h_{\text{н}} = L - h_{\text{г}} = 2000 - 1770 = 230 \text{ м.}$$

СПРАВОЧНО

Формулы А.П.Крылова для расчёта диаметра фонтанного подъёмника (в дюймах)

- при оптимальном режиме

$$d = 0,074 \cdot \sqrt{\frac{L \cdot \gamma_n}{P_{\text{башм}} - P_{\text{буф}}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{сн}} \cdot L}{L \cdot \gamma_n - (P_{\text{башм}} - P_{\text{буф}})}};$$

- при максимальном режиме

$$d = 0,074 \cdot \sqrt{\frac{L}{P_{\text{башм}} - P_{\text{буф}}}} \cdot \sqrt[3]{q_{\text{сн}} \cdot \gamma_n^{0,5}}.$$

9. Механизированные способы эксплуатации скважин.

9.1. Газлифтная эксплуатация скважин

(Практическое занятие №7 – «Расчёт и построение кривых распределения давления вдоль эксплуатационной колонны и колонны НКТ»)

Общие принципы газлифтной эксплуатации скважин

Газлифтная эксплуатация скважин – *продолжение* фонтанной эксплуатации, когда *недостающее количество газа* для подъёма жидкости закачивают в скважину с поверхности земли

Сущность, разновидности и область применения газлифтного способа эксплуатации скважин

По мере разработки месторождения *условия эксплуатации* скважин *ухудшаются* из-за:

- **обводнения** продукции – увеличивается гидростатическое давление флюидов, образуется высоковязкая эмульсия, возрастают потери давления на трение в стволе скважины и в нефтесборной линии, что приводит к росту забойного давления и давления на устье в НКТ, уменьшается **эффективный газовый фактор** ($G_{\text{эф}}$) и увеличивается удельный расход газа

$$R_0 = \frac{V}{q} -$$

(то что мы ранее называли газовым числом), что приводит к нарушению условий фонтанирования;

- **при отсутствии** применения или недостаточной эффективности **поддержания пластового давления** возможно его уменьшение, и соответственно забойного давления, что вызывает **увеличение** удельного расхода газа и его попросту может не хватить.

Мы знаем, что условию фонтанирования соответствуют минимальное забойное давление фонтанирования, при котором эффективный газовый фактор равен удельному расходу газа, т.е. соблюдается условие

$$\Gamma_{\text{эф}} = R_0.$$

С увеличением забойного давления уменьшается удельный расход газа, поэтому применение поддержания пластового давления *продлевает* период фонтанирования до определённой обводнённости, а при хорошей гидропроводности пласта скважина может фонтанировать даже *чистой водой*.

Если же этого ничего нет, то притекающую пластовую энергию, выраженную эффективным газовым фактором, можно пополнить *закачкой газа в скважину с поверхности*, т.е. осуществить газлифтный способ эксплуатации скважины и тогда *условие работы* газлифтного подъёмника (газлифта) можно записать так

$$\Gamma_{\text{эф}} + R_{0,\text{зак}} \geq R_0,$$

где $R_{0,\text{зак}}$ - удельный *расход закачиваемого* газа по отношению к расходу поднимаемой жидкости;

R_0 – *необходимый удельный расход* газа.

В качестве газа можно использовать *воздух (хотя нынешними* правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности применение воздуха *запрещено* из-за образования взрывоопасных смесей) или углеводородный газ. Кроме того, при закачке воздуха могут образовываться стойкие *водонефтяные эмульсии*.

Тем не менее закачка воздуха (*эрлифт* – в отличие от *газлифта* – закачки газа) впервые применён на бакинских промыслах по предложению известного нам уже инженера Шухова В.Г. ещё в 1897 г. Преимущества эрлифта очевидны - *неограниченный* источник газа. При *газлифте* достигается почти полная утилизация газа и лёгких фракций нефти, в обводняющихся скважинах образуется менее стойкая эмульсия, поэтому в настоящее время применяется только газлифт. Газ (природный или попутный нефтяной) может подаваться в скважину с помощью компрессора – *компрессорный* газлифт. Нефтяной газ отделяют от добываемой нефти, подвергают промысловой подготовке и закачивают в газлифтные скважины. Это так называемый *замкнутый газлифтный цикл*, предложенный в 1914 году профессором Тихвинским М.М.

Природный газ может подаваться из соседнего газового месторождения, из магистрального газопровода или газобензинового завода. *Подготовка природного* газа на *нефтяном* промысле не требуется.

При *бескомпрессорном* газлифте *природный газ* под *собственным давлением* поступает из скважин газовых или газоконденсатных месторождений. Его *подготовка* осуществляется на *этих* месторождениях, а на *нефтяных* месторождениях его иногда *подогревают*.

Если нефтяная и газовая залежи залегают на *одном* месторождении, то возможен *внутрискважинный бескомпрессорный газлифт*, т.е. поступление газа из выше - или ниже залегающего пласта непосредственно в нефтяную скважину.

Область применения газлифта

- **высокодебитные** скважины с большим забойным давлением;
- скважины с **высокими газовыми факторами** и забойными давлениями **ниже** давления насыщения нефти газом;
- **«песочные» скважины;**
- скважины в **труднодоступных** условиях – затопляемость, частые паводки, болота, отсутствие дорог и др.
- **искривлённые** скважины;
- скважины, эксплуатирующие **несколько** пластов.

Преимущества газлифтного способа по сравнению с насосными способами эксплуатации

- высокая **техничко – экономическая** эффективность;
- отсутствие подъёмных механизмов и трущихся частей;
- большой **межремонтный** период (МРП);
- **простота обслуживания** скважин, **регулирования** их работы, **борьбы** с коррозией, отложениями парафина и солей, большие **удобства** для автоматизации и смены режимов;
- возможность проведения широкого комплекса **исследовательских** работ путём изменения удельного расхода газа и т.д.

Недостатки

- не всегда имеется достаточно надёжный **источник** газа; газлифт можно применять только при наличии достаточного количества углеводородного газа;
- **низкий кпд** ($0,09 \div 0,16$) по сравнению с насосными способами ($0,25 \div 0,30$) – в основном из-за **большого расхода газа на привод** газомотокомпрессоров;
- **большие капитальные вложения** на строительство компрессорных станций и газопроводов;
- большие энергетические **затраты на компримирование** (сжатие) газа (на компрессорных станциях углеводородный газ сжимается до **давления $4 \div 10$ МПа**) и эксплуатационные затраты на **обслуживание компрессорной** станции.

Если на промысле уже организована газлифтная эксплуатация скважин, **то с целью повышения** технико – экономической эффективности добычи нефти можно перевести работу скважин с непрерывного газлифта на **периодический**, т.е. вести закачку газа в скважину периодически.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ГАЗЛИФТА (рис.69)

По **колонне труб (1)** газ с поверхности подаётся к **башмаку НКТ(2)**, где смешивается с жидкостью, **образуя ГЖС**, которая поднимается на поверхность **по НКТ(3)**. Закачиваемый газ **добавляется** к газу, **выделяющемуся** из пластовой жидкости, в результате чего образуется **ГЖС такой плотности**, при которой имеющегося **давления на забое** скважины достаточно для **подъёма** жидко-

сти на поверхность, т.е. для *перелива жидкости из скважины* – искусственного фонтанирования.

Таким образом, *теория газлифта* та же, что и для фонтанной скважины.

Точка ввода газа в НКТ (*башмак*) погружена *под уровень* жидкости на величину h ; *давление газа у башмака НКТ*

$$P_1 = P_{\text{башм}}$$

пропорционально погружению h и связано с ним очевидным соотношением

$$P_1 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h.$$

Давление закачиваемого газа, измеряемое *на устье* скважины, называется *рабочим давлением* (P_p) и практически *равно* давлению у башмака НКТ (P_1), поскольку *гидростатическое* давление *газового столба* ($P_{\text{г.гидр}}$) и потери давления на трение газа в трубе ($P_{\text{тр}}$) *ничтожно малы* из-за малых значений плотности и вязкости газа, и они имеют противоположные направления.

Если говорить строго, то эти давления связаны между собой соотношением

$$P_{\text{ж}} = P_{\text{башм}} = P_p + P_{\text{г.гидр}} - P_{\text{тр}},$$

но в связи с приведенными выше соображениями

$$P_{\text{г.гидр}} \approx P_{\text{тр}} \approx 0$$

и тогда

$$P_1 \approx P_p \approx P_{\text{заб.}}$$

Однако *реальные* газлифтные *скважины* не оборудуются по схеме, показанной на *рис.69 (лифт Поле)*, поскольку спуск в скважину двух параллельных рядов труб, *жёстко связанных внизу*, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена только для *пояснения принципа работы газлифта*, хотя и были попытки построения такого лифта, однако *сравнительно небольшие диаметры* эксплуатационных колонн не позволили это сделать.

Конструкции и схемы газлифтных подъёмников

Конструкция любого газлифтного подъёмника должна обеспечивать в скважине наличие *двух каналов*:

- для *закачки* газа и
- для *подъёма ГЖС* на поверхность.

Такие каналы *создаются*:

- *двумя параллельными рядами труб* (упоминаемый уже выше лифт Поле) или
- *концентрично расположенными рядами труб (лифт Саундерса)*.

В зависимости от *числа рядов труб*, концентрично расположенных в скважине, различают конструкции газлифтных подъёмников (в *хронологической* последовательности их развития):

- двухрядный (*рис. 70*),
- полуторарядный (*рис. 71*) и
- однорядный (*рис. 72*).

В *двухрядном* подъёмнике *первый ряд труб* (внешний – *большого* диаметра 73÷102 мм) – обычно спускается *до интервала перфорации*, *второй* (внутренний – *меньшего* диаметра – 48-60 мм) – *под динамический* уровень, на глубину, соответствующую *рабочему давлению* газа.

Реальный *динамический уровень* жидкости устанавливается *во внешнем* межтрубном пространстве – между обсадной колонной и первым рядом труб. Так и *образуется* двухрядный подъёмник, в котором *сжатый газ*, как правило, подаётся в *межтрубное* пространство (между первым и вторым рядами труб), а *ГЖС поднимается по внутреннему*, второму ряду труб – проще говоря – *по НКТ*.

Двухрядные подъёмники *раньше* (примерно до 50-х годов прошлого века) применялись *широко*, особенно, когда эксплуатация скважин *осложнена выносом песка* на поверхность. *Скорость* восходящего потока при движении по *первому ряду труб больше*, чем при движении по обсадной колонне. Поэтому башмак первого ряда спускается, как правило, до забоя. В то же время при необходимости можно было *изменять погружение второго ряда труб* в связи с изменением динамического уровня жидкости, увеличением отбора или по другим причинам. При таком изменении *первый ряд труб остаётся* на месте.

Однако двухрядный подъёмник – сооружение *металлоёмкое* и дорогое, и его применяли *вынужденно* – в случае отсутствия герметичности обсадной колонны.

Разновидностью двухрядного подъёмника является *полторорядный*, в котором для экономии металла трубы первого ряда имели хвостовую часть – т.н. «*хвостовик*» (ниже башмака второго ряда) из труб меньшего диаметра, что существенно уменьшало металлоёмкость сооружения, позволяло увеличить *скорость* восходящего потока, но *усложняло* операции по *увеличению* погружения второго ряда, т.к. для этого необходимо предварительно изменить *подвеску первого* ряда труб.

Поэтому инженерная мысль работала в направлении *упрощения* конструкции лифтов и, наконец – то дошла до *однорядного*, наименее металлоёмкого подъёмника. В таком подъёмнике *газ* подаётся в *межтрубное* пространство, а *ГЖС поднимается* по одному ряду труб, диаметр которых определяется дебитом скважины и техническими условиями её эксплуатации.

Реальный *уровень жидкости* всегда устанавливается *у башмака* подъёмных труб. Этот уровень *не может быть выше* башмака, т.к. в этом случае газ не будет поступать в НКТ, и *не может быть ниже*, поскольку тогда жидкость не будет поступать в НКТ.

Однако *на практике газожидкостной подъёмник пульсирует*, и уровень жидкости колеблется у башмака НКТ, периодически перекрывая его. *Видимого погружения* и динамического уровня жидкости при однорядном подъёмнике *нет*, а гидростатическое давление у башмака подъёмных труб, создаваемое погружением его под динамический уровень, *заменяется* давлением газа P_1 или, как указывалось выше, рабочим давлением газа, *пересчитанным* в соответствующую высоту столба жидкости.

Недостаток однорядного подъёмника – низкая скорость восходящего потока жидкости *между забоем и башмаком*, что создаёт опасность образования *песчаных пробок* при эксплуатации продуктивных пластов, сложенных рыхлыми песчаниками.

Глубина спуска НКТ определяется:

- рабочим давлением газа,
- отбором жидкости,
- коэффициентом продуктивности скважины.

Преимущество однорядного подъёмника – упрощается допуск труб при необходимости увеличения глубины подвески. Но этого можно достичь и другими способами – разновидности однорядного подъёмника:

- **подъёмник с рабочим отверстием или с рабочей муфтой** – на расчётной глубине лифтовых труб, т.е. там, где должен быть *башмак* (глубина места ввода газа в НКТ) устанавливается рабочая муфта с двумя – четырьмя *отверстиями* диаметром 5 – 8 мм; сечение отверстий должно обеспечить пропуск *расчётного количества газа* при перепаде давлений у *отверстий* $0,1 \div 0,15$ МПа; этот перепад удерживает уровень *жидкости ниже отверстия на* $10 \div 15$ м и обеспечивает более *равномерное* поступление газа в трубы; такой подъёмник создаёт наибольшие скорости восходящего потока, является наименее металлоёмким;

- вместо рабочей муфты с рабочими отверстиями может применяться концевой рабочий клапан (рис. 73).

- 1 – конический клапан,
- 2 – рабочее отверстие - их может быть несколько,
- 3 – регулировочная головка для изменения натяжения пружины,
- 4 – шариковый клапан для обратной промывки.

Две схемы работы газлифтного подъёмника

- **кольцевая** - газ подаётся в межтрубное пространство, а ГЖС поднимается по НКТ,

- **центральная** – наоборот.

Практически все скважины работают по *кольцевой* схеме, поскольку поперечное сечение кольцевого пространства всегда больше сечения НКТ, т.е. оптимальные условия достигаются при больших дебитах. Кроме того, **АСПО** удалять со стенок эксплуатационной *колонны* практически невозможно.

Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление)

Этот процесс осуществляется для *ввода* в работу *новых* или *отремонтированных скважин*. Перед пуском скважина *заполнена* жидкостью - буровым раствором, водой, дегазированной нефтью или какой-то иной *жидкостью глушения* (рис. 74; *здесь рассмотрен двухрядный подъёмник*). Уровень её в скважине не соответствует *пластовому давлению*. Сущность пуска – *вытеснение жидко-*

сти газом, который подаётся через линию газоподачи **до башмака** НКТ методом продавки с целью **ввода газа** в НКТ.

Наибольшее давление газа, которое возникает при пуске скважины называют **пусковым** давлением (P_n).

Процесс пуска состоит в **доведении закачиваемого газа** до башмака НКТ, т.е. в отжатии газом уровня жидкости до этого башмака.

Рассмотрим **положение уровней жидкости** при пуске газлифтной скважины в эксплуатацию на примере **однорядного** газлифтного подъёмника (рис. 74).

Объём жидкости в межтрубном пространстве V_1 должен быть **вытеснен нагнетаемым газом**. Вытесняемая жидкость перетекает **в НКТ**, в результате чего **уровень в них станет выше** статического. Возникает **репрессия на пласт**, определяемая превышением столба жидкости Δh в НКТ над статическим уровнем. Под действием этой репрессии может произойти **частичное поглощение** жидкости пластом, и тогда объём жидкости в межтрубном пространстве V_1 , но перемещённый в лифтовые трубы (назовём его V_2), будет равен

$$V_2 = a \cdot V_1,$$

где a – коэффициент поглощения жидкости пластом; (при поглощении $a < 1$, а при отсутствии поглощения $a = 1$).

Введём **обозначения**:

h – **погружение** башмака НКТ под статический уровень,

Δh – **превышение** уровня жидкости в НКТ над статическим уровнем,

f_r – площадь сечения **межтрубного** пространства, куда закачивается газ,

$f_{ж}$ – площадь **сечения НКТ**, куда поступает жидкость.

Тогда

$$V_1 = f_r \cdot h \text{ и}$$

$$V_2 = f_{ж} \cdot \Delta h.$$

Подставляя уравнения и решая относительно Δh , получим

$$f_{ж} \cdot \Delta h = a \cdot f_r \cdot h,$$

откуда

$$\Delta h = \frac{a \cdot f_r \cdot h}{f_{ж}}.$$

В **момент пуска газлифтной** скважины, т.е. когда уровень **жидкости в межтрубном пространстве будет оттеснён до башмака**, давление газа, действующее на этот уровень, будет **уравновешиваться гидростатическим** давлением столба жидкости высотой $h + \Delta h$ в НКТ.

Это и будет **то максимальное** давление газа, которое называется **пусковым** и которое необходимо для пуска газлифтной скважины в эксплуатацию.

Таким образом

$$P_{\text{пуск}} = (h + \Delta h) \cdot \rho \cdot g. \quad (\text{IX.6})$$

Подставляя в (IX.6) значение Δh , согласно (IX.5) имеем

$$P_{\text{пуск}} = \left(h + \frac{a \cdot f_r \cdot h}{f_{ж}} \right) \cdot \rho \cdot g = \rho \cdot g \cdot h \cdot \left(1 + \frac{a \cdot f_r}{f_{ж}} \right). \quad (\text{IX.7})$$

Это наиболее **общая** формула для определения пускового давления любого подъёмника, надо только определить **площади**, по которым движется газ (f_r) и ($f_{ж}$).

Формулу (IX.7) можно упростить, если выразить площади через диаметры труб

$$f_r = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{в}}^2 - d_{\text{н}}^2),$$

$$f_{ж} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{в}}^2, \quad (\text{IX.8})$$

где $D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны,

$d_{\text{н}}$, $d_{\text{в}}$ – соответственно наружный и внутренний диаметры подъёмных труб (НКТ).

Подставляя (IX.8) в (IX.7), получим

$$P_{\text{пуск}} = h \cdot \rho \cdot g \cdot \left(1 + a \cdot \frac{D_{\text{в}}^2 - d_{\text{н}}^2}{d_{\text{в}}^2} \right).$$

Если пренебречь толщиной стенки НКТ, т.е. принять, что $d_{\text{н}} = d_{\text{в}} = d$ и принять $Q = 1$ (т.е. поглощения жидкости пластом нет – наиболее трудный с точки зрения пускового давления случай), то после некоторых преобразований получим формулу пускового давления для **однорядного** подъёмника, работающего по кольцевой системе:

$$P_{\text{пуск}} = \rho \cdot g \cdot h \cdot \frac{D_{\text{в}}^2}{d^2}. \quad (\text{IX.10})$$

Аналогично можно вывести формулы для других видов подъёмников.

Изменение давления газа на устье газлифтной скважины при пуске её в эксплуатацию представлено на **рис.1**.

Рис.1. Изменение давления газа на устье газлифтной скважины при пуске её в эксплуатацию.

§ 4. МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ПУСКОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Их много – и зависят они от того, что мы имеем для обеспечения $P_{\text{пуск}}$:

- **применение специальных пусковых компрессоров («пускачи»)** – если обычное рабочее давление меньше пускового;
- **последовательный допуск труб** – очень трудоёмкая операция, связанная с демонтажем устьевой арматуры и применяемая в низкопоглощающих и низкопродуктивных скважинах;
- **понижение уровня жидкости в скважине путём поршневания (свабирования)**, тартания желонкой и др.;
- **переключение работы подъёмника с кольцевой системы на центральную** – на период её пуска уменьшает пусковое давление в 7,5 раза при однорядной конструкции, при двухрядной на 11% - из-за соотношения площадей трубного и кольцевого пространства;
- **задавка жидкости в пласт** - если скважина хорошо поглощает – её выдерживают под давлением газа;
- **применение пусковых отверстий и клапанов.**

Поскольку всегда

$$P_{\text{п}} > P_{\text{р}},$$

то для пуска скважины необходимо иметь **источник** газа высокого давления в виде либо

- **передвижного компрессора**
- либо

- **дополнительной газовой линии, рассчитанной на пусковое давление.**

Однако пусковое давление может быть очень высоким (до 30 ÷ 50 МПа в глубоких скважинах). Создание таких давлений затруднительно из-за:

- отсутствия компрессоров высокого давления,
- больших затрат на строительство газовой линии высокого давления, поэтому наиболее разумно применять методы снижения пускового давления.

Анализируя процесс пуска и формулу пускового давления (см. выше)

$$[\text{у башмака подъёмных труб}]$$

$$P_{\text{п}} = (h + \Delta h) \cdot \rho \cdot g,$$

рассмотрим более подробно методы снижения пусковых давлений.

ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ НА ЦЕНТРАЛЬНУЮ СИСТЕМУ

Пусковое давление при центральной системе меньше, чем при кольцевой системе подъёмника такой же конструкции из-за соотношения площадей трубного и кольцевого пространства; площадь кольцевого пространства всегда больше площади трубного пространства, поэтому для подъёма одного и того же объёма жидкости при центральной системе требуется меньшее давление, чем при кольцевой.

Поэтому пуск зачастую осуществляют при центральной системе, а затем для работы проводят обратное переключение на кольцевую систему.

ПРОДАВКА ЖИДКОСТИ В ПЛАСТ

Выше показано, что при пуске газлифтной скважины в эксплуатацию на пласт создаётся **репрессия давления**, т.е.

$$P_c > P_{пл},$$

которая может обуславливать поглощение жидкости пластом. При поддержании репрессии можно обеспечить продавку в пласт бо́льшей части жидкости, при этом давление $P_{ко}$, создаваемое компрессором, должно превышать статическое давление у башмака подъёмных труб, т.е. должно выдерживаться соотношение

$$P_{ко} > h \cdot \rho \cdot g.$$

Ускорить процесс продавки жидкости в пласт и несколько уменьшить требуемое давление $P_{ко}$ можно путём последующего закрытия задвижки на кольцевом пространстве, в которое до этого подавался газ, и подачи газа одновременно в трубное и затрубное пространство, где уровень жидкости до этого **повысился**. Этим можно увеличить репрессию почти в два раза. Иногда целесообразно провести разрядку давления в скважине и снова аналогично повторить процесс продавки. Однако, это очень длительный процесс, к тому же задавливаемая в пласт жидкость, в особенности жидкости глушения, - вода и другие чужеродные жидкости, могут ухудшить проницаемость прискважинной зоны продуктивного пласта, и с этим необходимо считаться.

ПРИМЕНЕНИЕ ПУСКОВЫХ ОТВЕРСТИЙ

Более быстро можно осуществить процесс с применением пусковых отверстий.

В подъёмных трубах (НКТ) предварительно сверлят так называемые **пусковые отверстия** на определённых **расстояниях от устья и между собой**.

При закачке газа в кольцевое пространство уровень жидкости снижается до **первого отверстия**, и часть газа через него поступает в подъёмные трубы (НКТ)..

В трубах образуется ГЖС, уровень её повышается, плотность уменьшается, и жидкость частично выбрасывается из скважины.

Через отверстия в трубах (пусковые отверстия) поступает только часть закачиваемого газа, поэтому давление газа в кольцевом пространстве остаётся высоким. В НКТ по мере выброса жидкости давление на уровне отверстия **уменьшается**, но поскольку – по закону неразрывности струи – из пласта происходит приток жидкости в НКТ (если давление в них меньше пластового) равенство давлений в НКТ и кольцевом пространстве дальнейшим снижением уровня жидкости в кольцевом пространстве до **второго отверстия**. Это снижение уровня зависит от давления компрессора $P_{ко}$ и плотности ГЖС в трубах или, что то же – от **расхода** перетекающего в трубы газа. Если давление в трубах снизится ниже пластового давления (а это зависит от места установки **пусковых отверстий**, о расчёте которых речь пойдёт ниже), то будет отмечаться приток жидкости в скважину. Тогда вместо **барботаж** в скважине будет происходить обычное лифтирование.

При поступлении газа через второе отверстие процесс снижения давления и уровня жидкости **повторяется**.

При этом снижение уровня *замедляется*, т.к. часть газа уходит в трубы через *первое отверстие*.

В результате всего этого уровень жидкости можно снизить до башмака подъёмных труб, после чего газлифт перейдёт на нормальную работу.

Недостатки этого метода:

- повышенный расход газа и
- уменьшение к.п.д. – практически исключили его применение.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ПУСКОВЫХ ОТВЕРСТИЙ

(по аналогичной методике определяются места установки пусковых клапанов – по крайней мере *первого*)

Сущность расчётов:

Снижение уровня жидкости до первого отверстия происходит при балансе давлений

$$P_{ко} = P_n + P_2, \quad (2.9)$$

Бойко

где $P_{ко} = 10$ МПа – устьевое давление газа, развиваемое компрессором,

$P_n = m_n \cdot L'_1 \cdot \rho \cdot g$ – достигнутое пусковое давление (см. выше),

$m_n = 1 + (1 - a_{погл}) \cdot \frac{F_k}{F_m + F_3}$ – коэффициент, определяемый соотношением

площадей сечений и долей поглощённой жидкости,

$a_{погл} = \frac{V_{пл}}{V_k}$ – коэффициент, характеризующий поглощение жидкости пластом –

доля поглощённой жидкости от всей вытесненной;

$V_{пл}$ – количество жидкости, ушедшей в пласт,

V_k – объём жидкости, вытесненной из кольцевого пространства двухрядного подъёмника,

F_t, F_k, F_3 – площади поперечного сечения соответственно трубного (в рассматриваемом примере $d_{т1} = 48$ мм), кольцевого ($d_{т2} = 102$ мм) и затрубного ($d_3 = 168$ мм) пространств.

В расчётах можно площади выражать через диаметры труб, без учёта толщины стенки – это даёт небольшую погрешность.

Тогда

$$\begin{aligned} F_m &\rightarrow d_{m1}^2 = 48^2 = 2304 \text{ мм}^2, \\ F_k &\rightarrow (d_{m2}^2 - d_{m1}^2) = 102^2 - 2304 = 8100 \text{ мм}^2, \\ F_3 &\rightarrow (d_3^2 - d_{m2}^2) = 168^2 - 102^2 = 17820 \text{ мм}^2 \end{aligned}$$

и в случае

$$a_{погл} = 0$$

$$m_n = 1 + \frac{8100}{2304 + 17820} = 1,402,$$

L'_1 – снижение уровня жидкости в кольцевом пространстве ниже статического уровня (аналогично h – см. выше),

$P_2 = 2,0$ МПа – противодействие на линии выброса жидкости.

Тогда для рассматриваемого примера при $\rho_n = 768 \text{ кг/м}^3$ из уравнения (8.9) имеем

$$L'_1 = \frac{P_{ко} - P_2}{m_n \cdot \rho_n \cdot g} = \frac{10^6 \cdot (10 - 2)}{1,402 \cdot 768 \cdot 9,81} = 757 \text{ м.} \quad (8.10)$$

Если расстояние от устья до статического уровня ($h_{ст} = 1700$ м)

$$h'_{ст} \leq L'_1,$$

где

$$h'_{ст} = H - h_{ст} = 1800 - 1700 = 100 \text{ м,}$$

(где H – глубина скважины, м), а в нашем случае именно так, ибо $100 < 757$, то **расстояние от устья скважины до первого пускового отверстия** аналогично формуле (8.8) будет равно

$$L_1 = \frac{P_{ко} - P_2}{\rho_n \cdot g} = \frac{8 \cdot 10^6}{768 \cdot 9,81} = 1062 \text{ м.} \quad (8.11)$$

При

$$h'_{ст} > L'_1 -$$

в данном случае, если было

$$h_{ст} = 1000 \text{ м и} \\ h'_{ст} = H - h_{ст} = 1800 - 1000 = 800 > 757 \text{ м,}$$

то

$$L_1 = h'_{ст} + L'_1 = 800 + 757 = 1557 \text{ м.} \quad (8.12)$$

На уровне **второго пускового отверстия** установится равенство давлений в кольцевом пространстве $P_{ко}$ и давления в подъёмных трубах, **создаваемого суммой** давления ГЖС от **устья до первого пускового отверстия** $P_{тр1}$ и **гидростатического** давления столба **негазированной жидкости** высотой L'_2 от первого до **второго пускового отверстия** $P_{ст1}$. Сказанное можно записать в виде равенства

$$P_{ко} = P_{тр1} + P_{ст1} = P_{тр1} + L'_2 \cdot \rho \cdot g, \quad (8.12a)$$

откуда расстояние между **первым и вторым** отверстиями выразится как

$$L'_2 = \frac{P_{ко} - P_{тр1}}{\rho \cdot g}. \quad (8.14)$$

Расстояние от устья до **второго** пускового отверстия

$$L_2 = L_1 + L'_2. \quad (8.15)$$

Аналогично ведутся расчёты для последующих отверстий вплоть до башмака НКТ.

С увеличением глубины расстояния между отверстиями *уменьшаются*, поскольку растёт давление в НКТ, т.е.

$$L'_1 > L'_2 > L'_3 > \dots > L'_i,$$

где i – порядковый номер пускового отверстия.

Для *гарантированного* пуска скважины, т.е. для создания через отверстие (при равенстве $P_{\text{три}}$ и $P_{\text{ко}}$ движения газа не будет), расчётные величины L'_i несколько уменьшают или фактическое число отверстий принимают на 10 ÷ 15 % больше расчётного.

Наибольшую сложность вызывают расчёты давления в трубах на уровне любого отверстия ($P_{\text{три}}$).

Оно вычисляется по формулам работы газожидкостного подъёмника на режиме *нулевой* подачи (барботажа). Для этого необходимо знать *расход* газа, который определяется по формулам расхода при истечении газа через отверстие.

Скорость истечения газа через отверстие принимается равной *скорости звука* (в воздухе при 22,5°C – 344,7 м/с, в нефти при 15°C – 1330 м/с), тогда отношение давлений газа в кольцевом пространстве и нефти в трубах (НКТ) равно критическому, т.е. давлению изменения агрегатного состояния вещества - перехода газа в жидкость, а жидкости в газ.

Отсюда определяют диаметр отверстия, затем расход газа через отверстие и по нему – давление в трубах ($P_{\text{три}}$). Для упрощения расчётов используются различные графики.

В более точной постановке методика расчёта расстановки пусковых отверстий должна учитывать:

- начальный перелив жидкости,
- поглощение жидкости пластом при $P_c > P_{\text{пл}}$ и приток в скважину при $P_c < P_{\text{пл}}$.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПУСКОВЫХ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ

Это основной современный метод снижения пусковых давлений. Главное отличие клапанов от отверстий – в момент поступления газа в подъёмные трубы через каждый *последующий – закрывается предыдущий*. Тем самым *уменьшается непроизводительный расход газа*, как в случае с пусковыми отверстиями. При работе скважины на заданном технологическом режиме газ подаётся в НКТ через *нижний* рабочий газлифтный рабочий клапан (или башмак НКТ, рабочую муфту) при *закрытых* верхних пусковых клапанах. Возможность установки газлифтных клапанов вместо пусковых отверстий имеется только при *однорядной* конструкции подъёмника.

ГАЗЛИФТНЫЕ КЛАПАНЫ, ИХ РАСЧЁТЫ И ТАРИРОВКА

КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ по назначению:

- **пусковые** – для пуска газлифтных и освоения фонтанных скважин;

- **рабочие** – для подачи газа при нормальной работе, оптимизации режима работы скважин путём *ступенчатого* изменения глубины ввода газа в НКТ и периодической подачи газа в НКТ при периодической газлифтной эксплуатации.

по способу крепления к НКТ:

- **наружные** (стационарные), которые крепят на колонне НКТ снаружи и для их *замены* или регулировки извлекают из скважины всю колонну НКТ (рис.8.3, а, в, г);

- **внутренние (съёмные)** – их крепят внутри скважинных *газлифтных камер*, имеющих эллиптическое сечение (рис.8.3, б); извлекают и устанавливают внутренние клапаны с помощью *канатной техники*.

по принципу действия:

- **управляемые давлением либо:**

- газа в затрубном пространстве (рис.8.3, а, б), либо
- жидкости в НКТ (рис.8.3, в),

- **дифференциальные**, которые открываются и закрываются в зависимости от перепада давлений в *затрубном* пространстве и в НКТ на уровне клапана (рис.8.3, г),

по конструктивному исполнению:

- **сильфонные** (рис.8.3, а, б, в);

- **пружинные** (рис.8.3, г);

- **комбинированные;**

Сильфонные клапаны работают либо под действием давления в кольцевом (затрубном) пространстве P_k (рис.8.3, а, б) – либо давления в трубах $P_{тр}$ (рис.8.3, а). Отличительным элементом сильфонных клапанов является сильфонная камера 1, заряженная азотом до давления P_c («давление в сильфоне») такой величины, чтобы клапан был нормально закрыт. Гофрированная стенка сильфона обеспечивает перемещение штока с клапанной головкой. Известны и клапаны других типов. В настоящее время на наших промыслах широко применяются сильфонные газлифтные клапаны, управляемые давлением газа.

РАСЧЁТ И ТАРИРОВКА СИЛЬФОННОГО КЛАПАНА, УПРАВЛЯЕМОГО ДАВЛЕНИЕМ ГАЗА

В сильфоне клапана, управляемом давлением P_k (рис.8.3, а, б), на сильфон всегда действует давление P_k .

(не окончено)

1. сильфонная камера,
2. шток,
3. отверстие для ввода газа в сильфонный клапан и в газлифтную камеру,
4. клапан,
5. штуцерное отверстие,
6. сальник,
7. скважинная газлифтная камера,
8. основной (верхний) штуцер,
9. отверстие для ввода газа в пружинный клапан,
10. шток с двумя (верхней и нижней) клапанными головками,
11. пружина,
12. вспомогательный (нижний) штуцер,
13. гайка,
14. НКТ,
15. эксплуатационная колонна.

Далее идут пояснения практического занятия № 7 «Построение кривых изменения давления в стволе скважины»

Рассматриваются различные методики: Крылова А.П., Константинова Н.Н., Пирвердяна А.М., Шербетова Е.В. и Леонова Е.Г., Медведского Р.И., Аржанова Ф.Г. и др., Поэтмана – Карпендера, Г.Уоллиса, ВНИИГАЗа, по обобщённым зависимостям и др.

Обилие этих методик связано с уже упоминавшейся сложностью процесса движения ГЖС в трубах, но *сущность* у них у всех одна: *предполагается*, что по эксплуатационной колонне и колонне НКТ движется ГЖС - неважно откуда и куда движется и под действием чего. Важно то, что она движется *под действием перепада* давлений

$$\Delta P_{\text{тр}} = P_{\text{башм}} - P_y$$

и ещё важно то, что на каждом участке трубы ΔL , будут свои свойства ГЖС – плотность, вязкость, объёмный коэффициент и газонасыщенность, определяемые для каждого конкретного месторождения кривыми разгазирования нефтей, а если их нет, то по следующим эмпирическим формулам

$$\Gamma(p) = \Gamma(p_{\text{нас}}) \cdot \sqrt{\frac{p - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1}}, \text{ м}^3/\text{м}^3; [p] = [\text{МПа}];$$

$$v_n(p) = 1 + [v_n(p_{\text{нас}}) - 1] \cdot \left(\frac{p - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1} \right)^{0,25};$$

$$\rho_n(p) = \frac{\rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{г.ст}} \cdot \Gamma(p)}{v_n(p)}, \text{ кг/м}^3;$$

$$\mu_n(p) = \mu_n(p_{\text{нас}}) \cdot e^{\frac{0,435}{p}}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

и эти свойства обуславливают силы трения, а следовательно, и потери давления на каждом участке трубы ΔL

ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЁТОВ ДВИЖЕНИЯ ГЖС

(раздел надо печатать по черновым листам)

МЕТОДИКА акад. А.П.КРЫЛОВА

Основана на лабораторных опытных данных; кинематический коэффициент вязкости изменялся в широких пределах - $1 \cdot 10^{-6} \div 106 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$, поэтому полученные соотношения пригодны и для обводнённой продукции скважин, т.к. вязкость водонефтяной смеси в десятки раз больше вязкости нефти.

Относительная плотность смеси (ГЖС), от которой зависит общий градиент давления, не зависит от физических свойств жидкости (разумеется, в пределах тех свойств, жидкости, с которыми проводились опыты).

Суммарный расход ГЖС – $170 \div 260 \text{ м}^3/\text{сут}$. Структура потока – пробковая.

Решаемые задачи:

- распределение давления по колонне НКТ,
- определение расходов жидкости и газа при движении ГЖС на оптимальном и максимальном режимах.

В результате обработки опытных данных рекомендуется следующее уравнение движения ГЖС:

$\varepsilon =$

$$= \sum grad P = \frac{dp}{\rho_{жс} \cdot g \cdot dl} =$$

$$= \frac{q + a_0}{q + a_0 + V} + a_1 \cdot V^2 + a_2 \cdot q^{1,75} + a_3 \cdot V \cdot q, \quad (3.17)$$

где (здесь и далее используются наши численные данные – исходные и расчётные, - приведенные выше):

- объёмный расход жидкости при заданном давлении – $q = 0,002 \text{ м}^3/\text{с}$
- объёмный расход газа при заданном давлении

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} = \frac{0,002 + 0,025}{2} = 0,014 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$a_0 = 0,785 \cdot d^2 \cdot 10^{-4} = 0,785 \cdot (6,2)^2 \cdot 10^{-4} = 0,003 \text{ м}^2,$$

где d – диаметр НКТ, см.

В уравнении (III.17) первое слагаемое представляет собой относительную плотность ГЖС

$$\frac{q + a_0}{q + a_0 + V} = \frac{0,002 + 0,003}{0,002 + 0,003 + 0,014} = 0,263;$$

другие **три** слагаемых – это гидравлические сопротивления трения:

- **второе** – при движении в трубах **только газа**:

$$a_1 \cdot V^2 = 2,57 \cdot (0,014)^2 = 0,0005;$$

коэффициенты a_1 принимается по таблице III.1 [Справочное руководство, стр. 83];

- **третье** – при движении в трубах только жидкости

$$a_2 \cdot q^{1,75} = 425 \cdot (0,002)^{1,75} = 0,0081;$$

эти расчётные значения потерь на трение занижены, т.к. они определяются на основе приведенных скоростей движения жидкости и газа:

$$w_{пр.ж} = \frac{q}{f}, \quad w_{пр.г} = \frac{q}{f};$$

- в связи с этим вводится дополнительное – **четвёртое** – слагаемое для учёта гидравлических сопротивлений при совместном движении жидкости и газа:

$$a_3 \cdot V \cdot q = 1244 \cdot 0,014 \cdot 0,002 = 0,0348;$$

тогда суммарный (общий) градиент составит:

$$\varepsilon = \Sigma grad P = 0,2630 + 0,0005 + 0,0081 + 0,0348 = 0,306;$$

доля первого слагаемого в общей сумме

$$\frac{0,263}{0,306} = 0,86.$$

Акад. А.П.Крыловым предложены эмпирические формулы для определения производительности газожидкостного подъёмника при работе на максимальном (max) и оптимальном (опт) режимах:

$$\begin{aligned} q_{max} &= \\ &= 55 \cdot 10^{-6} \cdot d^3 \cdot \varepsilon^{1,5} = \\ &= 55 \cdot 10^{-3} \cdot (6,2)^3 \cdot (0,306)^{1,5} = 0,0022 \text{ м}^3 / \text{с} = \\ &= 190,1 \text{ м}^3 / \text{сут}; \end{aligned} \quad (3.18)$$

[dim d] = [см].

$$\begin{aligned} q_{opt} &= \\ &= q_{max} \cdot (1 - \varepsilon) = \\ &= 0,0022 \cdot (1 - 0,306) = 0,0015 \text{ м}^3 / \text{с} = 129,6 \text{ м}^3 / \text{сут}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned}
 V_{max} &= \\
 &= \frac{15,5}{10^5 \cdot \varepsilon^{0,5}} \cdot d^{2,5} = \\
 &= \frac{15,5}{10^5 \cdot (0,306)^{0,5}} \cdot (6,2)^{2,5} = 0,0268 \text{ м}^3 / \text{с} = 2315,5 \text{ м}^3 / \text{сут.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_{онм} &= \\
 &= V_{max} \cdot (1 - \varepsilon)^2 = \\
 &= 0,0268 \cdot (1 - 0,306)^2 = 0,0129 \text{ м}^3 / \text{с} = 1114,6 \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (3.21)
 \end{aligned}$$

Формулы (3.18) ÷ (3.21) для «коротких» (элементарных) подъёмников, где общий градиент давления ε остаётся неизменным. В реальных же условиях длина колонн НКТ достигает значительных величин, поэтому происходит изменение этого градиента и расхода свободного газа.

Акад. А.П.Крылов предложил считать, распределение давления по длине труб подчиняется линейному закону, а изменение объёма газа – закону Бойля-Мариотта и тогда

$$\varepsilon_g = \frac{P_1 - P_2}{\rho_{жс} \cdot g \cdot L} = \frac{10^6 \cdot (11,3 - 2,0)}{768 \cdot 9,81 \cdot 1800} = 0,686 \text{ м} / \text{м},$$

т.е. больше, чем при «коротких» подъёмниках;

$$V = \frac{V_0 \cdot P_0 \cdot \ln \frac{P_1}{P_2}}{P_1 - P_2} = \frac{0,0028 \cdot 1,03 \cdot \ln 8,3}{8,3} = 0,0007 \text{ м}^3 / \text{с},$$

где V_0 – объёмный расход свободного газа, приведенный к нормальному давлению, $\text{м}^3/\text{с}$;

$$\frac{245}{86400} = 0,0028 \text{ м}^3 / \text{с};$$

скорректированный расход газа существенно меньше, чем в случае «коротких» подъёмников (более подробно и точнее о V_0 см. ниже).

По уравнениям (3.18) ÷ (3.21) рассчитываются удельные расходы («газовые числа») при движении ГЖС на максимальном и оптимальном режимах, а именно:

$$R_{max} = 2,82 \cdot \varepsilon^{-2} \cdot d^{-0,5} = 2,8 \cdot (0,686)^{-2} \cdot (6,2)^{-0,5} = 2,4 \text{ м}^3 / \text{м}^3;$$

(в случае «короткого» подъёмника

$$R_{max} = \frac{0,0268}{0,0022} = 12,18 \text{ м}^3 / \text{м}^3);$$

$$R_{ont} = R_{max} \cdot (1 - \varepsilon) = 2,4 \cdot (1 - 0,686) = 0,754 \text{ м}^3 / \text{м}^3;$$

(в случае «короткого» подъёмника

$$R_{ont} = \frac{0,0129}{0,0015} = 8,6 \text{ м}^3 / \text{м}^3).$$

При определении V_0 ($\text{м}^3/\text{м}^3$) следует учитывать, что подъём смеси сопровождается выделением нефти из газа, поэтому

$$V_0 = q \cdot [R_0 - 0,5 \cdot \alpha \cdot (P_1 + P_2)] \cdot \frac{T_{cp}}{T_0}, \quad (3.24)$$

где $0,5\alpha(P_1+P_2)$ – количество растворённого газа в единице объёма нефти, соответствующее среднему давлению $0,5(P_1+P_2)$ и средней температуре T_{cp} в НКТ; α – коэффициент растворимости газа при среднем давлении и средней температуре принимаем равным $0,5 (\text{м}^3 / \text{м}^3 \cdot \text{Па}) \cdot 10^{-5}$.

$$\begin{aligned} V_0 &= \\ &= 0,002 \cdot [245,0 - 10^{-5} \cdot 0,5 \cdot 0,5 \cdot (11,3 + 2,0) \cdot 10^6] \cdot \frac{299}{273} = \\ &= 0,002 \cdot [245 - 33,25] \cdot \frac{299}{273} = 0,464 \text{ м}^3 / \text{с} = 40089,6 \text{ м}^3 / \text{сут}. \end{aligned}$$

В соответствии с уравнением (3.17) по мере подъёма ГЖС (при неизменном диаметре труб, свойств и расхода жидкости) общий градиент давления уменьшается, достигая минимального значения, **а затем возрастает**.

В реальных условиях это наблюдается редко. Чаще всего общий градиент давления уменьшается монотонно, ε достигает минимального значения, когда

$$2 \cdot a_1 \cdot v + a_3 \cdot q = \frac{q + a_0}{(q + a_0 + v)^2};$$

в нашем случае это:

$$\begin{aligned} 2 \cdot a_1 \cdot v + a_3 \cdot q &= 2 \cdot 2,57 \cdot 0,014 + 1244 \cdot 0,002 = 2550; \\ \frac{q + a_0}{(q + a_0 + v)^2} &= \frac{0,002 + 0,003}{(0,002 + 0,003 + 0,014)^2} = 13,85, \end{aligned}$$

т.е. в данном случае градиент давления ε ещё не достиг своего минимального значения.

Если учесть, что

$$2 \cdot a_1 \ll a_3, \text{ т.е. } 5,14 \ll 1244,0,$$

тогда в реальных условиях

$$\begin{aligned}
 v &\approx \sqrt{\frac{q + a_0}{a_3 \cdot q}} - q - a_0 = \\
 &= \sqrt{\frac{0,002 + 0,003}{1244}} - 0,002 - 0,003 = 0,0398 \text{ м}^3 / \text{с},
 \end{aligned}
 \tag{3.26}$$

а не 0,014 м³/с, как было ранее.

В расчётах, связанных с определением пусковых давлений, расстановки пусковых клапанов, эксплуатации газлифтных скважин – необходимо знать характеристику работы газожидкостного подъёмника в начальной точке (**q** = **0**).

Расход газа, обеспечивающий подъём жидкости до устья скважины, определяется выражением

$$\begin{aligned}
 v &= \\
 &= a_0 \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1 \right) = \\
 &= 0,003 \cdot \left(\frac{1}{0,686} - 1 \right) = 0,001 \text{ м}^3 / \text{с} = 86,4 \text{ м}^3 / \text{сут}
 \end{aligned}
 \tag{3.28}$$

или

$$\begin{aligned}
 v_{0нач} &= \\
 &= \frac{a_0 \cdot [\rho_{жс} \cdot g \cdot L - (P_1 - P_2)]}{P_0 \cdot \ln \frac{P_1}{P_2}} = \\
 &= \frac{0,003 \cdot [768 \cdot 9,81 \cdot 1800 - 10^6 \cdot (11,3 + 2)]}{1,03 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{11,3}{2}} = \\
 &= \frac{0,003 \cdot [13561344 - 13300000]}{1,837 \cdot 10^5} = \\
 &= 0,00427 \text{ м}^3 / \text{с} = 369,0 \text{ м}^3 / \text{сут}.
 \end{aligned}$$

Согласно (3.17) общий градиент давления при **q** = **0** определяется суммой

$$\begin{aligned}
 \varepsilon &= \frac{a_0}{v + a_0} + a_1 \cdot v^2 = \\
 &= \frac{0,003}{0,001 + 0,003} + 2,57 \cdot (0,001)^2 = 0,750 \text{ м} / \text{м}.
 \end{aligned}
 \tag{3.28}$$

Расход газа, соответствующий минимальному градиенту, определяется по уравнению

$$2 \cdot a_1 \cdot v = \frac{0,003}{(v + 0,003)^2}. \quad (3.29)$$

(Данное уравнение решается методом подстановок)

Обозначим: левую часть уравнения (3.29)

$$A = 2 \cdot a_1 \cdot v = 2 \cdot 2,57 \cdot v = 5,14v$$

и правую часть

$$B = \frac{0,003}{(v + 0,003)^2}.$$

Результаты подстановки приведены в нижеследующей таблице

$V, \text{ м}^3/\text{с}$	A	B
0,0398	0,205	1,638
0,0400	0,206	1,622
0,0500	0,257	1,068
0,0700	0,360	0,563
0,0800	0,411	0,435
0,0810	0,416	0,425
0,0815	0,419	0,420
0,0820	0,422	0,415

Если градиент давления меньше минимальной величины, то, очевидно, при любом расходе газа жидкость не достигнет устья скважины (табл. III. 3).

На основе опытов, проведенных Лутошкиным Г.С. под руководством акад. А.П.Крылова получены следующие формулы для величины *истинной газонасыщенности ГЖС*:

- *пузырьковая структура*

$$\varphi_1 = \frac{v}{v + q + 0,233 \cdot d^2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\sigma}{\sigma_v}}}, \quad (\text{III.30})$$

где $q = 0,002 \text{ м}^3/\text{с}$ – объёмный расход жидкости,
 $v = 0,0398$ и $0,0815 \text{ м}^3/\text{с}$ – объёмный расход газа,
 $d = 0,062 \text{ м}$ – диаметр трубы,

σ - поверхностное натяжение на границе «нефть - газ»,

σ_v - поверхностное натяжение на границе «вода - воздух».

Если принять, что $\sigma = \sigma_v$, тогда

$$\varphi_1 = \frac{0,0398}{0,0398 + 0,002 + 0,233 \cdot (0,062)^2} = 0,932;$$

$$\varphi'_1 = \frac{0,0815}{0,0815 + 0,002 + 0,233 \cdot (0,062)^2} = 0,966;$$

таким образом, увеличение расхода газа в два раза приводит к увеличению **истинной газонасыщенности ГЖС** всего на 3,6 %;

- **пробковая структура**

$$\begin{aligned} \varphi_2 &= \\ &= \frac{d \cdot \sqrt{\nu}}{d \cdot \sqrt{\nu} + 0,603 \cdot q + 0,094 \cdot d^{1,5} \cdot \sqrt[3]{\frac{\sigma}{\sigma_g}}} = \\ &= \frac{0,062 \cdot \sqrt{0,0398}}{0,062 \cdot \sqrt{0,0398} + 0,603 \cdot 0,002 + 0,094 \cdot (0,062)^{1,5}} = \\ &= \frac{0,0124}{0,0124 + 0,002 + 0,0014} = 0,824. \end{aligned} \quad (\text{Ш.31})$$

Полученное выше значение $\varphi = 0,720$, очевидно свидетельствует о том, что мы имеем здесь дело с пробковой структурой.

Из этих же опытов получилось, что **скорость подъёма пузырьков газа** в общем-то величина независимая и постоянная и равна

$$w_0 = 0,243 \div 0,293 \text{ м / с};$$

для снарядного режима течения при $q = 0$

$$w_0 = \frac{0,12 \cdot \sqrt{\nu}}{d} = \frac{0,12 \cdot \sqrt{0,0398}}{0,062} = 0,386 \text{ м / с}.$$

Формулы А.П.Крылова (Ш.18 - Ш.21) применимы только для вязкости жидкости 5 мПа·с.

Р.С.Андрисовым рекомендованы ряд уточнённых эмпирических зависимостей, учитывающих вязкость нефти [11, с.87].

Общие выводы из этих формул таковы:

- градиент давления, при котором оптимальный дебит достигает наибольшего давления практически не зависит от вязкости жидкости и определяется эмпирической зависимостью

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 0,7865 - 0,00666 \cdot d = \\ &= 0,7865 - 0,00666 \cdot 6,2 = 0,745, \end{aligned} \quad (\text{Ш.35})$$

где d – диаметр НКТ, см;

- отношение наибольшего оптимального дебита Q_{μ} для заданной вязкости к аналогичному дебиту Q_1 при вязкости жидкости в 1 мПа·с для всех диаметров труб неизменно и зависит только от абсолютной вязкости жидкости:

$$\frac{Q_{\mu}}{Q_1} \approx \mu^{-0,114}.$$

В нашем случае при вязкости 1мПа·с наибольший оптимальный дебит равен 378 м³/сут и

$$\frac{Q_{\mu}}{Q_1} \approx 0,7^{-0,114} \approx 1.$$

(Далее идут другие методики, которые студентам рекомендуется освоить самостоятельно)

Методика Н.Н.Константинова

Расчёт давления по длине НКТ ведётся в условиях *пробковой структуры потока*, когда логарифм *критерия Галилея – мера отношения сил молекулярного трения и тяжести потока*

$$\lg Ga = \lg \frac{g \cdot d^3}{v_{ж}^2} = 3 \div 18.$$

Если принять

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$, $d = 0,076 \text{ м} = 7,6 \cdot 10^{-2}$, $v_{ж} = 100 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$,
то

$$\lg Ga = \lg \frac{9,81 \cdot (7,6 \cdot 10^{-2})^3}{10^4 \cdot 10^{-12}} = \lg 4285 \cdot 10^2 = 5,632.$$

Методика А.М.Пирвердяна, А.И.Гузик и др.

Позволяет рассчитать оптимальные и максимальные значения $q_{ж}$ и $q_{г}$. Она применима, когда объёмное количество выделившегося газа по мере подъёма смеси в трубах очень мало по сравнению с общим объёмом свободного газа. Применяется для *обводнённых газлифтных скважин*.

Методика Шербестова Е.В. и Леонова Е.Г.

Позволяет определить расстояние от устья скважины до сечения с заданным давлением или решить обратную задачу, т.е. определить каково давление в сечении на заданном расстоянии от устья скважины. Структура смеси – *пробковая*; можно также рассчитывать распределение давления по длине труб

Методика Медведского Р.И., Аржанова Ф.Г. и др.

Позволяет выполнить:

- расчёт распределения давления по длине НКТ,
- определение добычных возможностей безводных и обводнённых *газ-лифтных* скважин.

Точность расчётов обеспечивается, когда *число Фруда*

$$Fr = \frac{w_{см}^2}{g \cdot d_m} > 1,$$

где $w_{см}$ – скорость движения ГЖС,
 d_t – диаметр колонны НКТ.

Методика Поэтмана и Карпентера

Данная методика разработана на основе промысловых данных, поэтому она является предпочтительной.

График для установления общих потерь напора при движении ГЖС *независимо от структуры потока* используется для:

- построения кривой $P = f(H)$,
- глубины места установки рабочего клапана,
- расчёта потребного расхода газа.

Пределы использования методики – дебит жидкости $3 \div 200 \text{ м}^3/\text{сут}$, газовый фактор – $18 \div 180 \text{ м}^3/\text{м}^3$, вязкость нефти небольшая.

Методика Дина и Роса

Применима для любых структур потока. Содержит большое количество графиков в *безразмерных координатах* для расчётов распределения давления, минимального градиента давления и др. в широком диапазоне изменения вязкости ГЖС ($0,8 \div 300 \text{ мПа}\cdot\text{с}$); расчёт движения ГЖС ведётся при обводнённости менее 10 %.

Методика Г.Уиллиса

Рассматривается **ПРОБКОВАЯ** структура ГЖС в широких пределах изменения её вязкости и скорости движения. Результаты расчётов распределения давлений хорошо согласуются с методикой Н.Н.Константинова.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТОВ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ

По мере разработки залежи скважины обычно обводняются. В результате этого увеличивается плотность ГЖС, а эффективный газовый фактор уменьшается. При этом градиент давления в колонне НКТ (ϵ) растёт.

Нередко в нижней части скважины движется смесь «вода-нефть», а в верхней – смесь «газ-нефть- вода». При расчёте градиента давления в нижней части труб необходимо учитывать *относительную скорость движения нефти* w_0 .

Аналогично соотношениям, описывающим движения ГЖС, применительно к водонефтяной смеси имеем:

$$w_n = w_g + w_0 \text{ — смесь типа нефть в воде.}$$

$$w_n = w_g - w_0 \text{ — смесь вода в нефти,}$$

где w_n (w_v) – *истинная скорость движения* нефти (воды).

Согласно этим соотношениям для смеси **первого типа** (нефть в воде, $f_b > 0,5$) имеем:

истинная **скорость движения воды**:

$$w_e = 0,5 \cdot \left(A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot \frac{q_n}{f} \cdot w_0 \cdot \frac{f_e}{1 - f_d}} \right), \quad (\text{III.75})$$

где

$$A = \frac{q_n}{f} \cdot \frac{f_e}{1 - f_e} - w_0,$$

где f - площадь внутреннего сечения трубы НКТ.

Для смеси **второго типа** (вода в нефти, т.е. $f_b < 0,5$ и происходит инверсия фаз)

$$w_n = 0,5 \cdot \left(A_1 + \sqrt{A_1^2 - 4 \cdot \frac{q_n}{f} \cdot w_0} \right), \quad (\text{III.76})$$

где

$$A_1 = \frac{q_n}{f} \cdot \frac{f_e}{1 - f_e} + w_0.$$

В первом приближении можно считать, что **относительная скорость движения одинакова для обоих типов** смеси и её можно определить по формуле

$$w_0 = m \cdot w_k,$$

где w_r – скорость всплывания одиночной капли нефти в воде, равная 14 см/с;
 m – поправочный коэффициент, зависящий от приведенной скорости движения и определяемый с помощью эмпирического уравнения

$$m = 1,238 \cdot (0,765)^{w_{np}}.$$

В нашем примере

$$w_{np} = \frac{q}{f} = \frac{0,00224}{0,003} = 0,747 \text{ м / с} = 74,7 \text{ см / с}$$

и $m = 0$, и также $w_0 = 0$, т.е. оба компонента – вода и нефть – движутся с одинаковыми скоростями.

Примем, что $f_b = 0,4$ (смесь второго типа – «вода в нефти») и тогда

$$A_1 = 74,7 \cdot \frac{1}{1 - f_e} = 74,7 \cdot \frac{1}{1 - 0,4} = 124,5 \text{ см / с}$$

и скорость движения смеси будет такой же:

$$w_n = 0,5 \cdot \left(124,5 + \sqrt{(124,5)^2 - 4 \cdot 0} \right) = 124,5 \text{ см / с}.$$

Плотность смеси «вода в нефти» при $m = 0$ определяется по формуле

$$\begin{aligned}\rho_c &= \\ &= \rho_n \cdot (1 - f_\epsilon) + \rho_\epsilon \cdot f_\epsilon = \\ &= \frac{710 + 825}{2} \cdot (1 - 0,4) + 1179 \cdot 0,4 = 932,1 \text{ кг} / \text{м}^3.\end{aligned}$$

Потери напора на трение зависят от степени дисперсности фаз. Максимальные их значения получаются при инверсии фаз – в связи с наличием максимальной эффективной вязкости.

Потери на трение следует определять по формуле Дарси-Вейсбаха

$$P_{тр} = \lambda_0 \cdot \left(\frac{q_n + q_\epsilon}{f} \right)^2 \cdot \frac{\rho_c \cdot L}{2d},$$

где λ_0 – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении водонефтяной смеси.

При расчёте λ_0 следует исходить из скорости движения смеси, число Рейнольдса Re определять по данным о вязкости смеси, которая определяется лабораторным или **расчётным** способом:

$$\mu_c = \mu_n \cdot \left[1 + 2,5 \cdot \chi \cdot \frac{\mu_\epsilon + 0,4\mu_n}{\mu_\epsilon + \mu_n} \right],$$

где $\mu_n = 1,8$ мПа·с - вязкость внешней фазы (в нашем случае - нефти),
 $\mu_\epsilon = 1,8$ мПа·с - вязкость внутренней фазы (в нашем случае - воды),
 χ - отношение объёма внутренней фазы к объёму смеси, в нашем случае

$$\chi = f_\epsilon \cdot \frac{\rho_{см}}{\rho_\epsilon} = 0,4 \cdot \frac{932,1}{1179} = 0,316.$$

Тогда вязкость смеси

$$\mu_c = 1,8 \cdot \left(1 + 2,5 \cdot 0,316 \cdot \frac{1,8 + 0,4 \cdot 1,8}{1,8 + 1,8} \right) = 2,796 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

и число Рейнольдса

$$Re = \frac{w_n \cdot d \cdot \rho_0}{\mu_c} = \frac{1,245 \cdot 0,062 \cdot 932,1}{2,796 \cdot 10^{-3}} = 11900 > 2320$$

и

$$\lambda_0 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{11900^{0,25}} = 0,0303$$

и потери на трение

$$P_{тр} = 0,0303 \cdot \left(\frac{0,00373}{0,003} \right) \cdot \frac{932,1 \cdot 1800}{2 \cdot 0,062} = 509731 \text{ Па} = 0,51 \text{ МПа}.$$

Если вместе с водой и нефтью движется *свободный газ*, то в первом приближении воду и нефть можно рассматривать как единую жидкую фазу, а смесь – как двухкомпонентную: первый компонент – жидкость (вода + нефть) и второй компонент – свободный газ.

В этом случае относительной скоростью нефти по отношению к воде можно пренебречь, т.к. наличие свободного газа способствует турбулизации потока, и в результате роль относительной скорости в жидкой фазе практически становится незначительной.

НАСОСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Прекращение или отсутствие возможности фонтанирования скважин, а также **ограниченные возможности** газлифтного способа эксплуатации, о которых говорилось выше, обусловили использование **других способов** подъёма жидкости на поверхность, конкретнее – **насосных способов эксплуатации**, и первым в историческом плане являются **штанговые скважинные насосы (ШСН)**, которыми в настоящее время оборудовано большинство скважин

Широкое распространение получили также центробежные электронасосы (**ЭЦН**). Разнообразие условий подъёма жидкости в скважинах способствовало также разработке насосных способов с использованием **винтовых, гидропоршневых, диафрагменных, гидроимпульсных**, струйных и других видов насосов, которые походят в той или иной мере успешные промышленные испытания.

10. Эксплуатация скважин штанговыми насосными установками (ШСНУ)

Отличительной особенностью ШСНУ является то, что в скважине устанавливается **плунжерный (поршневой)** насос, который приводится в действие **поверхностным приводом** посредством колонны насосных штанг.

Схема и принцип работы ШСНУ

Схема ШСНУ (рис.80) включает в себя оборудование:

- **наземное** – станок- качалка (СК), оборудование устья скважины;
- **подземное** – НКТ, штанги насосные (ШН), штанговый скважинный насос (ШСН), различные защитные устройства улучшающие работу ШСНУ в осложнённых условиях.

Основные элементы СК:

- стойка (17) с
- балансиром (16),
- два кривошипа (21) с
- двумя шатунами (19),
- редуктор (22),
- клиноремённая передача (24),
- электродвигатель (25),
- блок управления (28), который подключается к промышленной линии силовой электропередачи.

ШСН состоит из

- цилиндра (3),
- плунжера (4),
- всасывающего клапана (2) и
- цилиндра (3).

ШСН крепится к НКТ (6), если насос **невставной** или к ШН, если насос **вставной** - подробнее об этом ниже.

Станок-качалка приводится в действие через систему передач за счёт **возвратно-поступательного** движения колонны насосных штанг.

При ходе плунжера $\phi 4$ вверх нагнетательный клапан, расположенный в плунжере, под давлением вышележащего столба жидкости **закрыт**.

При этом под действием столба жидкости в **затрубном (кольцевом) пространстве нижний (всасывающий клапан)**, расположенный в цилиндре (корпусе) насоса **открывается** и жидкость поступает в корпус (цилиндр) насоса.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается; нагнетательный открывается и плунжер **погружается в жидкость**, которая поступает в НКТ.

При непрерывной работе насоса процессы всасывания и нагнетания чередуются; уровень жидкости в НКТ поднимается до устья и начинается перелив её (жидкости) в нефтесборную линию через **тройник 11** и далее в промысловый нефтесборный трубопровод.

СТАНКИ-КАЧАЛКИ (СК)

СК – индивидуальный балансирный механический привод ШСН. Их выпуском по стандартам (ГОСТ'ам) 1951, 1956 и 1966 гг. В настоящее время на станки-качалки типа СК действует ГОСТ 5866-76, который предусматривает 13 типоразмеров, подробная характеристика которых приводится в справочниках.

Шифр СК расшифровывается так:

- иногда шифр начинается с цифры – от 1 до 9,- которые указывают номер модели, затем, например:

СК2-0,6-250:

2 – наибольшая допустимая нагрузка ($P_{\max}$) на головку балансира в точке подвеса штанг, умноженная на 10 кН, в данном случае

$$P_{\max} = 2 \cdot 10 = 20 \text{ кН} = 20000 = \frac{20000}{9,81} = 2038,7 \text{ кг} \approx 2 \text{ т};$$

0,6 – **наибольшая** длина хода устьевого штока ($S_{\text{шт}}$) в м; в данном случае $S_{\text{шт}} = 0,6$ м;

250 – наибольший допустимый крутящий момент ($M_{\text{крmax}}$) на ведомом валу редуктора, умноженный на 10^{-2} кН·м; в данном случае

$$M_{\text{крmax}} = 250 \cdot 10^{-2} \cdot 10^3 = 2500 \text{ Н} \cdot \text{м} = 250 \text{ кгм}.$$

Дополнительно СК характеризуется числом качаний балансира (двойных ходов) $n = (5 \div 15)$ 1/мин.

Смонтирован СК на раме, устанавливаемой на железобетонном основании (фундаменте).

Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель установлен на **поворотной салазке**.

Фиксация балансира в крайнем верхнем (чаще всего) положении, а в общем случае – в любом необходимом положении осуществляется с помощью **тормозного барабана (шкива)**.

Головка балансира выполняется **поворотной или откидной** для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины.

Поскольку головка балансира **15 совершает движение по дуге**, то для соединения её с устьевым штоком и штангами имеется **гибкая канатная подвеска 14**. Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса для **предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра**, а также устанавливать **динамограф для исследования работы оборудования**.

Амплитуду движения головки балансира или, - что то же - **длину хода полированного штока 13** регулируют **изменением места соединения** кривошипа с шатуном – относительно оси вращения кривошипа – **перестановкой пальца** кривошипа в другое отверстие.

Частота движения головки балансира или **число качаний n** изменяется сменой **ведущего** шкива на валу **электродвигателя** на другой – больший или меньший диаметр. Таким образом, регулирование работы СК **дискретное** или прерывистое (ступенчатое).

За один двойной ход балансира **нагрузка на СК неравномерная**, поэтому его необходимо **уравновешивать**. Для этого используются **грузы или противовесы**, которые помещаются

- **на балансире** – балансирное уравновешивание (станки-качалки типа СК2),
- **на кривошипе (роторе)** – кривошипное или роторное уравновешивание (станки-качалки типа СК-4 и СК-20),
- **на балансире и на кривошипе** (станки-качалки типа СК-3) – комбинированное уравновешивание.

Блок управления электродвигателем СК используется в случаях:

- в **аварийных** ситуациях – обрыв штанг, поломка редуктора, поломка насоса, порыв трубопровода и др. – **для отключения электродвигателя**,
- **для самозапуска** СК после перерыва в подаче электроэнергии,

- для установления режима работы СК при **их периодической эксплуатации.**

Известны и **другие** индивидуальные механические приводы, включающие:

- двигатель,
- трансмиссию и
- преобразующий механизм.

Для привода с **одноплечным** балансиром опора расположена на закреплённом конце балансира, а точка соединения шатуна с балансиром – между головкой балансира и опорой.

Уравновешивание может быть как **грузовым, так и пневматическим** за счёт сжатия воздуха в **пнеumoцилиндре с гидравлическим** затвором. Подкачка воздуха в систему уравновешивания обеспечивается небольшим компрессором.

Существуют ещё **безбалансиры** приводы, где возвратно-поступательное движение штанг осуществляется с помощью **цепи** или чаще **канатов**, перекинутых через шкивы-звёздочки, укреплённые на наклонной к устью скважины **стойке-опоре**, т.е. у них отсутствует качающийся балансир. Безбалансирный станок позволяет увеличить длину хода устьевого штока. Он работает – в отличие от балансирного СК – по **симметричному циклу**, что улучшает условия работы узлов редуктора, станка, а так же колонны насосных штанг. Безбалансиры выпускаются серийно под шифром **СБМ** (станок безбалансирный механического действия; числа и цифры обозначают то же, что и у СК).

Существуют ещё ШСНУ с гидроприводом типа **АГН** (агрегат гидроприводной насосный – конструкции инж. А.Г.Молчанова). Отличительная его особенность – использование НКТ в качестве уравновешивающего груза в сочетании с объёмным гидроприводом высокого давления. Установка монтируется в виде моноблока **непосредственно на фланце колонны обсадных труб**, т.е. без сооружения специального фундамента. В качестве силового органа используются длинные гидравлические цилиндры с движущимися в них поршнями.

В балансирных СК с **увеличением длины хода точки подвеса штанг** возрастают **габаритные размеры** отдельных узлов и всей ус-

тановки. Большие массы качающихся **баланси́ров** создают большие **инерционные** нагрузки, ухудшающие устойчивость СК.

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ

Оно предназначено для **герметизации**

- затрубного пространства
- внутренней полости НКТ и

подвешивания колонны НКТ.

Устьевое оборудование типа СУ (сальник устьевой) включает в себя:

- устьевой сальник 12,
- крестовину 8 и
- запорные краны.

Самоустанавливающиеся устьевые сальники (СУС) изготавливают двух типов (рабочее давление 4 МПа):

- с одним и
- с двумя уплотнениями.

Тип сальника выбирается в зависимости от степени газопроявления и высоты положения статического уровня в скважине.

Колонна НКТ подвешивается на конусе в крестовине и может быть расположена **эксцентрично** относительно оси скважины, что позволяет спускать приборы в затрубное пространство через специальный устьевой патрубок 9 с задвижкой.

Для перепуска газа из затрубного пространства в нефтесборную линию и для предотвращения разлива в нефти в случае обрыва устьевого штока предусмотрены **обратные клапаны**.

Оборудование типа ОУШ включает в себя и муфтовую подвеску НКТ.

НАСОСНЫЕ ШТАНГИ (ШН)

ШН предназначены для **передачи** возвратно-поступательного движения СК **плунжеру насоса**. Это – металлические **стержни круглого сечения** диаметром 12, 16, 19, 22, 25 и 28 мм (старые диаметры 1/2" - «полудюймовые», 5/8" - «пятиосьминные», 3/4" - «трёхчетвертные», 7/8" - «семиосьминные», 1" - «дюймовые», 1+1/8").

Выпускаются ШН **строго фиксированной длины – 8м**; исполнение штанг – для **нормальных** и **коррозионных** условий эксплуатации.

Для регулирования длины колонны штанг с целью нормальной посадки плунжера в цилиндр насоса выпускаются также укороченные штанги длиной: 1; 1,2; 1,5; 2 и 3 м.

Штанги соединяются муфтами – соединительными – для штанг одинакового диаметра и переводными – для штанг разного диаметра – в случае комбинированной колонны штанг. Для этого концы штанг имеют утолщённые головки с накатанной резьбой и квадратным сечением для захвата ключами.

Выпускаются также полые (трубчатые) штанги (для борьбы с пескопроявлениями) из труб (наружный диаметр 42 мм, толщина стенки 3,5 мм) с приваренными к ним головками (из трубы диаметром 56 мм и толщиной стенки 12 мм). Они используются для эксплуатации неглубоких (до 1200) скважин.

Особая штанга – устьевой (сальниковый, полированный) шток диаметром 31 или 36 мм, соединяющий колонну штанг с канатной подвеской; поверхность его полирована.

ШТАНГОВЫЕ СКВАЖИННЫЕ НАСОСЫ (ШСН)

Отечественная промышленность выпускает ШСН

- по конструкции – семи типов (типоразмеров) и трёх исполнений для нормальных и осложнённых условий эксплуатации; они обеспечивают подачу жидкости от 5,5 до 400 м³/сут при глубине подвески до 3500 м;
- по способу крепления к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и невставные – иногда их ещё называют «трубными» (НСН) скважинные насосы.

Цилиндр НСН присоединяется к колонне НКТ и вместе с ней спускается в скважину. Плунжер НСН вводится через НКТ в цилиндр вместе с подвешенным к нему всасывающим клапаном на насосных штангах; чтобы не повредить плунжер при спуске, его диаметр принимают меньшим внутреннего диаметра НКТ примерно на 6 мм. Применение НСН целесообразно в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом (МРП).

Для смены НСН или его цилиндра необходим одновременный подъём (извлечение) и штанг и труб.

В верхней части плунжера насоса НСН-1 размещается нагнетательный клапан и шток с переводником под штанги.

К нижнему концу плунжера с помощью наконечника на захватном штоке свободно подвешивается **всасывающий клапан**. При работе этот клапан сажается в седло корпуса. Подвешивать всасывающий клапан к плунжеру необходимо для слива жидкости из НКТ перед их подъёмом, а также для замены клапана без подъёма НКТ.

Наличие захватного штока внутри плунжера ограничивает длину его хода, которая в насосах НСН1 не превышает 0,9 м.

В насосе НСН2 в отличие от насоса НСН1 нагнетательный клапан установлен на нижнем конце плунжера. Для извлечения...*(не завершено)*

ПОДАЧА ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕЁ

При ходе плунжера **вниз** штанги входят внутрь цилиндра насоса; при этом они **вытесняют из цилиндра насоса объём жидкости**, равный

$$V_1 = f_{ш} \cdot S,$$

где $f_{ш}$ – площадь поперечного сечения штанг,
 S – длина хода устьевого (полированного) штока, принимаемая равной **длине хода плунжера** $S_{пл}$, т.е. пока что примем (хотя, как будет показано ниже, на самом деле это не так)

$$S = S_{пл};$$

При ходе плунжера **вверх** из цилиндра насоса **вытесняется объём жидкости**, равный

$$V_2 = (F - f_{ш}) \cdot S,$$

где F – площадь поперечного сечения плунжера (цилиндра) насоса.

За полный (двойной) ход (вверх и вниз) устьевого штока подача насоса составит

$$V_{\partial x} = V_1 + V_2 = f_{ш} \cdot S + (F - f_{ш}) \cdot S = F \cdot S.$$

Таким образом, один из основных факторов, определяющих его подачу, - диаметр плунжера насоса $d_{пл}$.

При числе **n ходов** (качаний головки балансира) в минуту **минутная подача** насоса составит

$$V_{мин} = F \cdot S \cdot n$$

и **теоретическая суточная подача насоса** составит

$$Q_m = 1440 F \cdot S \cdot n, \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (9.1)$$

Действительная (фактическая) подача Q , измеренная на поверхности, как правило, меньше Q_T за исключением случаев фонтанирования через насос.

Отношение

$$\alpha_n = \frac{Q}{Q_m}$$

называется **коэффициентом подачи штангового насоса** и тогда действительная подача будет равняться

$$Q_m = 1440 F \cdot S \cdot n \cdot \alpha_n, \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (9.2)$$

Коэффициент подачи α_n может изменяться от 0 до 1, а в скважинах, где проявляется так называемый фонтанный эффект, $\alpha_n > 1$.

Работа насоса считается нормальной, если

$$\alpha_n = 0,6 \div 0,8.$$

На величину α_n влияет много **факторов**, основными из которых являются:

- деформация штанг и труб (α_d),
- усадка жидкости (α_{yc}),
- степень (коэффициент) наполнения насоса жидкостью ($\alpha_{нап}$),
- утечка жидкости ($\alpha_{ут}$) через клапаны насоса и неплотности резьбовых соединений НКТ.

Эти факторы действуют **независимо друг от друга**, поэтому можно записать

$$\alpha = \alpha_d \cdot \alpha_{yc} \cdot \alpha_n \cdot \alpha_{ут} \quad (9.3)$$

ВЛИЯНИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ НАПОЛНЕНИЯ ДЕФОРМАЦИЙ ШТАНГ И ТРУБ (α_d)

Длинные колонны штанг и труб при сообщении колонне штанг **возвратно-поступательного движения** в процессе работы установки ведут себя как **упругие стержни**. За счёт их упругих деформаций **уменьшается длина хода плунжера** $S_{пл}$ по сравнению с **длиной хода устьевого штока**, т.е. **всегда**

$$S_{пл} < S,$$

что непосредственно влияет на фактическую подачу насоса.

Тогда

$$\alpha_d = \frac{S_{пл}}{S}. \quad (9.3a)$$

Длина хода полированного штока S задаётся при проектировании эксплуатации скважины ШСНУ, а для определения длины хода плунжера $S_{пл}$ необходимо определение **нагрузок, вызывающих деформации**, о чём речь пойдёт ниже.

ВЛИЯНИЕ УСАДКИ ЖИДКОСТИ (α_{yc}) НА КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ НАСОСА

Цилиндр насоса заполняется жидкостью (нефтью и водой) при **температуре, которая имеется на приёме насоса** в процессе всасывания жидкости ($T_{всц}$) и **давлении всасывания на приёме насоса** ($P_{всц}$). При этих условиях подача насоса есть функция давления, т.е.

$$Q_{всц} = Q(P_{всц}).$$

На поверхности жидкость дегазируется и охлаждается, её объём уменьшается, т.е. происходит **усадка** жидкости, фактическая подача равна Q и тогда

$$\alpha_{yc} = \frac{Q}{Q(P_{всц})} = \frac{1}{b}, \quad (9.5)$$

где b – объёмный коэффициент жидкости, равный отношению объёмов (расходов) жидкости **при условиях всасывания и при поверхностных условиях**.

Пренебрегая относительным движением фаз для водонефтяной смеси можно записать

$$\begin{aligned} b_{см} &= \\ &= \frac{Q(P_{всц})}{Q} = \\ &= \frac{Q_n(P_{всц}) + Q_v(P_{всц})}{Q_n + Q_v} = \\ &= \frac{Q_n \cdot b_n + Q_v \cdot b_v}{Q_n + Q_v} = b_n \cdot (1 - f_v) + b_v \cdot f_v, \end{aligned} \quad (9.6)$$

где $Q_n(P_{всц})$, $Q_v(P_{всц})$ – расходы соответственно нефти и воды при условиях всасывания (на приёме насоса или «ц» - цилиндра),

Q_n , Q_v – дебит (подача) соответственно нефти и воды в поверхностных условиях,

b_n , b_v – объёмные коэффициенты соответственно нефти и воды при условиях всасывания.

ВЛИЯНИЕ СТЕПЕНИ НАПОЛНЕНИЯ НАСОСА ЖИДКОСТЬЮ (α_n) НА КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ НАСОСА

Степень наполнения цилиндра насоса жидкостью зависит от содержания свободного газа в жидкости, и тогда коэффициент наполнения насоса определяется выражением

$$\alpha_n = \frac{V'_{ж}(P_{всц})}{V_S}, \quad (9.7)$$

где $V'_{ж}(P_{всц})$ – объём жидкости, поступившей из скважины в цилиндр насоса при давлении в нём на протяжении хода всасывания $P_{всц}$, V_S – объём цилиндра, описываемый плунжером при всасывании.

Сложность фазовых переходов и сегрегации обусловила получение разных формул для расчёта α_n , обычно же применяется формула А.С.Вирновского

$$\alpha_n = \frac{1 - k_{ep} \cdot R'}{1 + R'}, \quad (9.8)$$

где

$k_{ep} = \frac{V_{ep}}{V_S}$ – коэффициент, характеризующий долю вредного пространства

$V_{вр}$ – объём цилиндра под плунжером насоса при его крайнем нижнем положении (между всасывающим и нагнетательным клапанами), в котором (объёме) к концу хода плунжера вниз остаётся газ в сжатом и в растворённом состояниях,

$R' = \frac{V_g}{V'_{ж}}$ – газовое число,

где V_g – объём свободного газа при давлении $P_{всц}$.

Если пренебречь вредным пространством ($k_{вр} = 0$), то получим верхнюю границу α_n (максимальную);

при отсутствии свободного газа, когда $R' = 0$,

$$\alpha_n = 1.$$

Срыв подачи насоса, когда $\alpha_n = 0$ согласно (9.8) наступает при

$$1 - k_{ep} \cdot R' = 0, \text{ т.е. при}$$

$$R' = \frac{1}{k_{ep}}.$$

ВЛИЯНИЕ УТЕЧЕК ЖИДКОСТИ (α_{yt}) НА КОЭФФИЦИЕНТ НАПОЛНЕНИЯ НАСОСА

Обозначим Q – действительная подача ШСНУ.

В процессе работы ШСНУ возможны разного рода утечки с расходом жидкости Q_{yt} и тогда предполагаемая подача установки составит

$$Q' = Q + Q_{yt}.$$

Тогда коэффициент, характеризующий влияние утечек жидкости на коэффициент наполнения насоса, можно записать как

$$\begin{aligned} \alpha_{yt} &= \\ &= \frac{Q}{Q'} = \\ &= \frac{Q}{Q + Q_{yt}} = 1 - \frac{Q_{yt}}{Q'} = \\ &= \frac{Q + Q_{yt} - Q_{yt}}{Q + Q_{yt}} = 1 - \frac{Q_{yt}}{Q + Q_{yt}}. \end{aligned} \quad (9.9)$$

При **отсутствии утечек** ($Q_{yt} = 0$) $\alpha_{yt} = 1$; при этом согласно уравнениям (9.2 и 9.9) и с учётом формулы (9.3) предполагаемая подача составит

$$Q' = Q \cdot \alpha_{\partial} \cdot \alpha_{yc} \cdot \alpha_n, \quad (9.10)$$

откуда

$$\alpha_{yt} = 1 - \frac{Q_{yt}}{Q_m \cdot \alpha_{\partial} \cdot \alpha_{yc} \cdot \alpha_n}. \quad (9.11)$$

Утечки жидкости возможны через:

- зазор между цилиндром и плунжером насоса (**в плунжерной паре**),
- **в клапанах насоса** вследствие их износа, коррозии, не мгновенного закрытия и открытия,
- **неплотностях муфтовых соединений НКТ.**

В отличие от рассмотренных выше факторов определяющих коэффициент подачи плунжерного насоса, утечки жидкости изменяются во времени.

Утечки через зазор плунжерной пары можно определить расчётным путём только на начальный период, например, по формуле Бусине, рассматривая круговой зазор как плоскую щель.

А.М.Пирвердяном установлено, что величина утечек пропорциональна кубу зазора между плунжером насоса и его цилиндром (корпусом), диаметру насоса, перепаду давлений над и под плунжером и обратно пропорциональна вязкости жидкости и длине щели.

Утечки уменьшаются с увеличением длины хода плунжера, а также с уменьшением эксцентриситета плунжера в цилиндре. Поскольку утечки через зазор плунжерной пары происходят только при ходе плунжера вверх (в течение половины времени работы насоса), то при расчёте $\alpha_{\text{УТ}}$ следует принимать

$$q_{\text{УТ}} = 0,5 \cdot q'_{\text{УТ}},$$

(не завершено)

ОПТИМАЛЬНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ ШТАНГОВОГО НАСОСА

В процессе работы насоса утечки жидкости возрастают, поэтому уменьшаются $\alpha_{\text{УТ}}$, $\alpha_{\text{П}}$ и Q . Уменьшение подачи Q А.Н.Адонин представил уравнением параболы (рис.9.3) во времени

$$Q_{\text{тек}} = Q_{\text{нач}} \cdot \left[1 - \left(\frac{t}{T_{\text{пр.п}}} \right)^{m_n} \right], \quad (9.12)$$

где $Q_{\text{тек}}$ – текущая подача насоса в момент t после очередного ремонта скважины,

$Q_{\text{нач}}$ – начальная подача нового (или отремонтированного) насоса,

$T_{\text{пр.п}}$ – полный период работы скважины до прекращения подачи; если причина прекращения подачи – износ плунжерной пары, то $T_{\text{пр.п}}$ означает полный возможный срок службы насоса, т.е. его заводской (паспортный) ресурс,

m_n – показатель степени параболы, устанавливаемый опытным путём и обычно равный ≈ 2 .

Продолжительность цикла работы скважины $t_{\text{ц}}$ равна сумме продолжительностей межремонтного периода $t_{\text{м}}$ (периода работы насоса) и ремонта скважины $t_{\text{р}}$; уточнение кривых подачи производится опытным путём.

Продолжительность оптимального межремонтного периода $t_{\text{монт}}$ А.М.Адонин рекомендует определять по критерию минимальной себестоимости ($t_{\text{мст}}$) добычи нефти за цикл

$$t_{\text{монт}} = t_{\text{мст}} = \sqrt[3]{1,5 \cdot T_{\text{пр.н}}^2 \cdot \left(t_p + \frac{B_p}{B_{\text{э}}} \right)},$$

где B_p – стоимость предупредительного ремонта, руб,
 $B_{\text{э}}$ – затраты на скважино-сутки эксплуатации скважины, исключая стоимость предупредительного ремонта B_p .

Разделив уравнение (9.12) на теоретическую подачу $Q_{\text{т}}$, запишем выражение текущего коэффициента подачи

$$\alpha_{\text{тек}} = \alpha_n \cdot \left[1 - \left(\frac{t}{T_{\text{пр.н}}} \right)^{m_n} \right], \quad (9.14)$$

где α_n – начальный коэффициент подачи насосной установки, рассчитанный выше.

(похоже, что не завершено – проверить по Бойко)

РАБОТА НАСОСНЫХ ШТАНГ И НАГРУЗКИ НА НИХ. РАСЧЁТ НАГРУЗОК НА ШТАНГИ. ДЕЙСТВИТЕЛЬНАЯ ДЛИНА ХОДА ПЛУНЖЕРА. РАСЧЁТ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ

Условия работы насосных штанг очень тяжёлые из-за:

- больших нагрузок – до 150 кН (15 т),
- того, что нагрузки переменные, асимметричные – в верхней части ШСНУ – пульсирующие, в нижней - знакопеременные,
- трения боковой поверхности штанг о внутреннюю поверхность НКТ в искривлённых скважинах и износа штанг вследствие этого,
- наличия коррозионно-активной среды (минерализованная вода, сероводород, углекислый газ) и абразивных примесей,
- повышенной температуры – в особенности при применении тепловых методов повышения нефтеотдачи (МПН).

ВИДЫ НАГРУЗОК НА ШТАНГИ

Расчёт нагрузок необходим для выбора СК. Считается, что в точке подвеса штанг действуют следующие нагрузки:

- **СТАТИЧЕСКИЕ (постоянные)** ($P_{ст}$) от силы **тяжести штанг и жидкости, а также** от сил трения ($P_{тр}$) штанг о трубы и плунжера о цилиндр (или корпус) насоса,
- **ДИНАМИЧЕСКИЕ (переменные) – инерционные** ($P_{ин}$) – силы инерции движущихся масс, **вибрационные** ($P_{виб}$).

В общем виде нагрузки в точке подвеса штанг при её работе вверх (в) и вниз (н) определяется выражениями

$$P_v = P_{ст(в)} + P_{ин(в)} + P_{виб(в)} + P_{тр(в)}, \quad (9.17)$$

$$P_n = P_{ст(н)} - P_{ин(н)} - P_{виб(н)} - P_{тр(н)}. \quad (9.18)$$

Теперь надо раскрывать эти выражения **общего вида**.

СТАТИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Под их действием происходят **упругие деформации ШН и НКТ**, вызывающие их временное **удлинение**.

Статические нагрузки обусловлены весом штанг в жидкости $P'_{шт}$ («штрих» означает, что не в воздухе) и **весом поднимаемого столба жидкости** $P_{ж}$.

Для упрощения решения задачи примем, что в точке подвеса штанг действуют только **статические** нагрузки. Это бывает только при очень медленном движении точки подвеса штанг (так называемый «тихоходный» режим откачки). Силами трения пренебрегаем.

Тогда при ходе вверх статическая нагрузка составит

$$P_{ст(в)} = P'_{шт} + P_{ж}. \quad (9.19)$$

При ходе **вниз** нагнетательный клапан открывается, нагрузка $P_{ж}$ снимается со штанг и передаётся на НКТ, поскольку связанный с НКТ **всасывающий клапан закрыт**. Тогда статическая нагрузка при **ходе вниз** составит

$$P_{ст(н)} = P'_{шт}. \quad (9.20)$$

Штанги при работе ШСНУ постоянно находятся в жидкости. На верхний торец штанг действует атмосферное давление P_0 , а на нижний – давление в НКТ над плунжером P_t , т.к. штанги конструктивно соединены с плунжером с помощью **клапанной клетки**.

Тогда с учётом выталкивающей архимедовой силы вес штанг в жидкости составит

$$\begin{aligned} P'_{шт} &= P_{шт} - f_{ш} \cdot (P_m - P_0) = \\ &= P_{шт} \cdot \left[1 - \frac{f_{ш} \cdot (P_m - P_0)}{P_{шт}} \right] = P_{шт} \cdot b_{арх}, \end{aligned} \quad (9.21)$$

где $P_{шт}$ – вес штанг в воздухе,

$f_{ш}$ – площадь сечения штанг,

$b_{арх}$ – коэффициент, учитывающий потерю веса штанг в жидкости (коэффициент плавучести штанг), определяемый по формуле

$$b_{арх} = 1 - \frac{f_{ш} \cdot (P_m - P_0)}{P_{шт}}. \quad (9.22)$$

Поскольку давление в трубах над плунжером равно

$$P_{тр} = P_1 + P_2 + P_3 - P_4,$$

где

$$P_1 = \rho_{ж} \cdot g \cdot L,$$

$$P_{шт} = \rho_c \cdot g \cdot L \cdot f_{ш},$$

то

$$b_{арх} =$$

(раздел не завершён – с.305 - Бойко)

ИНЕРЦИОННЫЕ НАГРУЗКИ НА ШТАНГИ. СИЛЫ ИНЕРЦИИ ДВИЖУЩИХСЯ МАСС ШТАНГ И ЖИДКОСТИ. ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ НА ШТАНГИ

Инерционная сила ($P_{ин}$) равна произведению массы тела на его ускорение. Поэтому $P_{ин}$ включает в себя нагрузки, обусловленные:

- ускорением колонны штанг в «в.м.т.» и в «н.м.т.» и
- инерцией столба жидкости в момент начала её движения.

Ниже приводится формула А.С.Вирновского для определения величины максимальной нагрузки на головку балансира при ходе вверх с учётом силы тяжести штанг и жидкости и динамических нагрузок [н]:

$$\begin{aligned}
P_{max} &= \\
&= P_{ш} + P_{ж} - \\
&- P'_{ж} + \\
&+ \frac{1}{3} \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{S \cdot \omega^2}{g}} \cdot \frac{D}{d} \cdot (P_{ш} + 0,3 \cdot c \cdot P_{ж}) \cdot \sqrt{\alpha_1 \cdot \psi - \frac{\lambda}{S}} + \\
&+ \alpha^2 \cdot \frac{S \cdot \omega^2}{2g} \cdot P_{ш} \cdot \left(1 - \frac{\psi}{2}\right) \cdot \left(\alpha_1 - 2 \cdot \frac{\lambda}{\psi \cdot S}\right),
\end{aligned}$$

где $P_{ш}$ – вес штанг, Н,

$P_{ж}$ – вес жидкости (сила тяжести), находящейся над плунжером, Н, определяемый по формуле

$$P_{ж} = \rho \cdot g \cdot L \cdot (F - f),$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³,

$g = 9,81$ м/с²,

L – глубина спуска насоса, м,

F – площадь сечения плунжера насоса, м²,

f – площадь сечения штанг, м²,

$P'_{ж}$ – сила давления жидкости на плунжер снизу, обусловленная погружением насоса под динамический уровень, Н, определяемая по формуле

$$P'_{ж} = \rho \cdot g \cdot (L - L_{дин}) \cdot (F - f),$$

где $L_{дин}$ – глубина динамического уровня жидкости в скважине, остальные обозначения прежние,

$$\alpha = \frac{\pi}{2\varphi},$$

где φ – угол поворота кривошипа от начального положения, радиан,

S – длина хода полированного штока, м,

ω – угловая скорость вращения кривошипа, 1/с,

D – диаметр плунжера насоса, м,

d – диаметр штанг, м,

λ – статическая деформация колонны штанг, м, определяемая по формуле

$$\lambda = \frac{F \cdot \rho \cdot g \cdot L^2}{E \cdot f_{ш}},$$

где E – модуль упругости (модуль Юнга), зависящий от марки стали, Н/м²,

$$c = \frac{F - f}{F_m - f},$$

где F_r – площадь проходного сечения труб, м²,

$$\alpha_1 = \frac{2r}{S},$$

где r – радиус кривошипа, м,

$$\psi = \frac{f_m}{f_m + f},$$

где f_m – площадь сечения НКТ по металлу.

Колонна штанг представляет собой упругий стержень. Импульс силы (т.е. **произведение силы на интервал времени, в течение которого на действовала** – Н·с) прикладывается к штангам в точке подвеса при переходе через мёртвую точку.

Этот импульс распространяется не мгновенно, **а со скоростью звука в металле** V_m и достигает нижнего конца штанг с опозданием. За это время кривошип успевает повернуться на некоторый угол и вызывает в точке подвеса ускорение, меньшее максимального, которое возникает в мёртвой точке.

Плунжер создаёт импульс силы на столб жидкости, находящийся над ним. В столбе этот импульс силы распространяется как в упругой системе со скоростью звука в жидкости, равной приблизительно $V_{ж} \approx 1400$ м/с (негазированная вода).

Поскольку скорость звука в металле $V_m \approx 5000$ м/с, то действие силы инерции очень запаздывает.

Ввиду сложности этих упругих процессов обычно принимают, что масса штанг сосредоточена у головки балансира (тем самым завышая $P_{ин}$) и не учитывают («отбрасывают») инерцию жидкости (занижая $P_{ин}$).

ВИБРАЦИОННЫЕ НАГРУЗКИ

Колонна насосных штанг совершает **вынужденные колебания, которые** передаёт ей станок-качалка, с периодом

$$T_s = \frac{60c}{\text{цикл}}.$$

В штангах возникают также собственные колебания под действием ударного приложения и снятия гидростатической нагрузки $P_{\text{ж}}$ на плунжер.

В течение двойного хода на штанги действует два импульса нагрузки $P_{\text{ж}}$:

- первый – при начале хода плунжера вверх, когда нагнетательный клапан закрывается и нагрузка $P_{\text{ж}}$ воспринимается штангами;
- второй – при начале хода плунжера вниз, когда нагнетательный клапан открывается и нагрузка $P_{\text{ж}}$ передаётся на колонну НКТ. От этих импульсов по штангам распространяется волна напряжений со скоростью, равной скорости распространения звука в металле. Эта волна при ходе штанг вверх распространяется снизу вверх и, достигая точки подвеса штанг, увеличивает нагрузку. Отражаясь от концов колонны штанг, волны периодически возвращаются к точке подвеса. Дополнительная нагрузка, обусловленная этими волнами, вследствие рассеивания их (волн) энергии из-за трения штанг о жидкость внутреннюю поверхность НКТ со временем убывает.

СИЛЫ ТРЕНИЯ

Выделяют следующие силы трения:

- силы механического трения штанг и труб $P_{\text{трм}}$, в особенности в искривлённых скважинах. Эти силы направлены вдоль поверхности соприкосновения в сторону, противоположную движению, и равны произведению коэффициента трения на силу нормального давления, которая прижимает тело к опоре. Тогда с учётом действующей на штанги статической нагрузки при ходе вверх и вниз можно записать

$$P_{\text{трм}(в)} = C_{\text{ш}} \cdot (P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}) \cdot \sin \alpha_z, \quad (9.31)$$

$$P_{\text{трм}(н)} = C_{\text{ш}} \cdot P'_{\text{шт}} \cdot \sin \alpha_z, \quad (9.32)$$

где α_z – средний зенитный угол отклонения ствола скважины от вертикали (угол искривления скважины),

$C_{\text{ш}}$ – коэффициент трения штанг о трубы; в зависимости от вязкости и обводнённости нефти он изменяется от 0,1 до 0,7 (обычно в более узких пределах – 0,15 ÷ 0,25). Более точную формулу с учётом разной кривизны...

(раздел не завершён – Бойко, с.308)

РАССЧЁТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК НА ШТАНГИ

На штанги действуют статические, инерционные, вибрационные нагрузки и силы трения.

Для расчёта экстремальных – максимальных при ходе вверх и минимальных при ходе вниз – нагрузок в настоящее время нет универсальной методики, в которой были бы учтены все составляющие усилия. Их учитывают в зависимости от параметра динамического подобия (критерия Коши), представляющего собой отношение частоты вынужденных колебаний, вызванных станком-качалкой, к основной частоте собственных колебаний

$$\Phi_{дин} = \frac{\omega}{V_m / L} = \frac{\omega \cdot L}{V_m}. \quad (9.39)$$

Параметр $\Phi_{дин}$ характеризует...

(раздел не завершён – Бойко, с.310)

ВЫЧИСЛЕНИЕ ДЛИНЫ ХОДА ПЛУНЖЕРА. ДЕЙСТВИТЕЛЬНАЯ ДЛИНА ХОДА ПЛУНЖЕРА

Нагрузки, действующие на штанги и трубы, вызывают их деформации. Попеременно действующие нагрузки приводят к изменению длины хода плунжера $S_{пл}$ по сравнению с длиной хода устьевого штока S . Гидростатическая нагрузка $P_{ж}$ попеременно действует то на штанги, то на трубы, вызывая их упругие деформации в соответствии с законом Гука:

$$\lambda_{ш} = \frac{P_{ж} \cdot L}{E_y \cdot f_{ш}}, \quad (9.42)$$

$$\lambda_{т} = \frac{P_{ж} \cdot L}{E_y \cdot f_{т}}, \quad (9.43)$$

где E_y – модуль упругости Юнга, 1/МПа,
 $f_{т}$ – площадь сечения металла труб, m^2 .

В результате действия нагрузки $P_{ж}$ перемещение плунжера вверх относительно цилиндра насоса начнётся только после того, как точка подвеса штанг своим перемещением вверх скомпенсирует деформацию (удлинение) штанг и деформацию (укорочение) труб.

КОНСТРУИРОВАНИЕ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ. РАСЧЁТ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ

Подбор ступеней штанговой колонны разного диаметра и их длины производится по номограмме Я.А.Грузинова или по таблицам АЗ-НИДН.

Колонна насосных штанг должна быть достаточно прочной и надёжной в работе при минимально возможных весе, стоимости и потере хода плунжера в результате упругих деформаций. При работе ШСНУ в верхней части колонны штанг действуют переменные усилия, которые вызывают **переменные напряжения, изменяющиеся по асимметричному циклу**, а в нижней части - **знакопеременные напряжения**.

Цикл изменения напряжений характеризуется **напряжениями**

- максимальным

$$\sigma_{max} = \frac{P_{max}}{f_{ш}};$$

- минимальным

$$\sigma_{min} = \frac{P_{min}}{f_{ш}}; \quad (9.50)$$

- средним

$$\sigma_{cp} = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2};$$

- амплитудой изменения напряжений

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2}; \quad (9.51)$$

- коэффициентом асимметрии цикла напряжений

$$r_a = \frac{\sigma_{max}}{\sigma_{min}}.$$

Как известно из сопротивления материалов, характеристикой прочности металла при переменных напряжениях служит **предел усталости или предел выносливости** – наибольшее напряжение, которое выдерживает образец металла при **10 млн. циклов симметричной нагрузки**. При работе **ШСНУ такое число циклов достигается за 460 сут при числе качаний $n = 15 \text{ мин}^{-1}$** в условиях асимметричного цикла нагрузок. В данном случае работу штанг, кроме максимального напряжения, необходимо характеризовать **амплитудой его изменения, что практи-**

чески очень затруднительно. Поэтому для увязки предельных напряжений асимметричного цикла с пределом усталости вводится условная величина, называемая **предельным напряжением** $\sigma_{пр}$. Для расчёта $\sigma_{пр}$ из большого числа зависимостей, известных в общем машиностроении, применительно к штанговым колоннам используются формулы:

- И.Н.Одинга

$$\sigma_{прО} = \sqrt{\sigma_{max} \cdot \sigma_a},$$

- М.П.Марковца

$$\sigma_{прМ} = \sigma_a + 0,2\sigma_{max},$$

- Б.Б.Крумана

$$\sigma_{прК} = \sigma_{max} - 0,56\sigma_{min}.$$

Для обеспечения усталостной...

(раздел не завершён)

УРАВНОВЕШИВАНИЕ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Неравномерная нагрузка, действующая на головку балансира, вызывает неравномерную работу **электродвигателя**. В простейшей постановке при **статическом режиме**, когда динамическими нагрузками и силами трения можно пренебречь, эта работа **положительна при ходе штанг вверх** (направление действующей нагрузки противоположно движению штанг)

$$A_B = (P'_{ум} + P_{ж}) \cdot S,$$

и **отрицательна при ходе вниз** (нагрузка действует в направлении движения штанг)

$$A_H = -P'_{ум} \cdot S,$$

т.е. **двигатель приводится в действие силой тяжести колонны штанг**. Такая неравномерность обуславливает **ускоренный износ узлов станка-качалки и ненормальный режим работы электродвигателя**. Оптимальный режим его работы будет обеспечен в том случае, если работа, совершаемая двигателем в течение одного двойного хода (при ходе штанг вверх и вниз) постоянна. Постоянство работы двигателя достигается **уравновешиванием** СК грузами. Величину...

(раздел не завершён...)

ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НАСОСНЫХ СКВАЖИН И ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЕ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Работу скважин, оборудованных ШСНУ, контролируют путём их

- исследования и
- динамометрирования, т.е. измерения нагрузок на штанги в течение полного цикла работы ШСНУ.

Диаграмму нагрузки на устьевой шток в зависимости от длины его хода называют динамограммой, а её снятие - динамометрированием ШСНУ. Оно осуществляется с помощью динамографа. Силоизмерительная часть динамографа вставляется между траверсами канатной подвески, в которой растягивающие усилия штанг преобразуются в усилия, сжимающие месдозу...

В зависимости от принципа работы динамографы бывают:

- механические,
- гидравлические,
- электрические,
- электромагнитные,
- тензометрические,
- электронные и др.

До недавнего времени наиболее распространённым был гидравлический динамограф конструкции Г.М.Мининзона. Здесь действующая на шток нагрузка передаётся через рычажную систему на мембрану камеры, заполненной жидкостью (спиртом или водой), где создаётся повышенное давление.

Давление жидкости в камере, пропорциональное нагрузке на шток, передаётся на геликсную пружину.

При увеличении давления геликсная пружина разворачивается, а перо, прикреплённое к её свободному концу, чертит линию на бумажном диаграммном бланке. Бланк закреплён на подвижном столике, который с помощью приводного механизма перемещается пропорционально ходу устьевого штока. В результате получается развёртка нагрузки P в зависимости от длины хода устьевого штока S . Для снятия динамограммы измерительная часть динамографа (месдозу и рычаг) вставляют между траверсами канатной подвески штанг, а нить приводного механизма самописца прикрепляют к неподвижной точке (устьевому сальнику).

Месдоза и рычаг представляет собой силоизмерительную часть, в которой растягивающие усилия штанг преобразуются в усилия, сжи-

мающие месдозу; рычаг давит на поршень и давление через капиллярную трубку воспринимается геликоидальной пружиной и перо чертит линию нагрузки.

В полости винта располагается спиральная возвратная пружина. При ходе вверх пружина заводится, при ходе вниз – раскручивается и возвращает столик в первоначальное положение. Таким образом, столик с бланком повторяет движение полированного штока в определённом масштабе.

Для определения величины нагрузки по диаграмме динамограф предварительно тарируют на специальной машине.

При нормальной работе глубинно-насосного оборудования без помех и при отсутствии влияния динамических нагрузок и собственных колебаний штанг теоретическая динамограмма имеет вид:

Практические динамограммы всегда отличаются от теоретических – их сравнения с теоретической используется для анализа работы ШСНУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШСНУ

Скважины, оборудованные ШСНУ, исследуют в основном при установившихся режимах с целью получения индикаторной диаграммы

$$Q(\Delta P)$$

и зависимости Q от режимных параметров работы установки.

Согласно (9.2)

$$Q_m = 1440 F \cdot S \cdot n \cdot \alpha_n, \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

Дебит скважины задают величинами S и n , изменяя одну из них при переходе к другому режиму отбора жидкости.

Исследования осложняются тем, что спуск глубинных приборов в НКТ невозможен, т.к. этому мешает колонна штанг. Это вызывает сложность в определении забойного давления $P_{\text{заб}}$, которое можно определить прямым или косвенным путём. Косвенный путь даёт большие ошибки и применим только для ограниченного числа скважин - высокодебитных, с низкой газонасыщенностью нефти и др.

Существует два способа спуска приборов в такие скважины:

- на колонне НКТ и/или
- на проволоке (кабеле).

При прямом измерении $P_{\text{заб}}$ по первому способу (приборы на колонне НКТ) лифтовые скважинные манометры подвешивают к приёмному патрубку ШСН и спускают в скважину вместе с НКТ.

Часовой механизм с многосуточным заводом обеспечивает возможность местной регистрации давления в процессе исследования.

Однако необходимость проведения спускоподъёмных операций НКТ ограничила применение лифтовых манометров.

Косвенным путём определить $P_{\text{заб}}$ можно по формуле гидростатического давления

$$P_{\text{заб}} = h_{\text{д}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g,$$

где $h_{\text{д}}$ – динамический уровень жидкости над забоем скважины, $\rho_{\text{ж}}$ – средняя плотность жидкости в скважине – в затрубном пространстве и ниже приёма насоса; которую обычно принимают равной плотности дегазированной нефти с учётом обводнения; истинную плотность жидкости определить затруднительно. Определение глубины $h'_{\text{д}}$ – от устья скважины до динамического уровня жидкости осуществляют с помощью эхолота и тогда

$$h_{\text{д}} = H - h'_{\text{д}}.$$

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШСНУ, В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ

Осложнения обусловлены:

- большим газосодержанием на приёме насоса,
- повышенным содержанием песка в продукции скважины (пескопроявлениями),
- наличием высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий,
- искривлением ствола скважины,
- отложением парафина и минеральных солей,
- высокой температурой и др.

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ВРЕДНЫМ ВЛИЯНИЕМ СВОБОДНОГО ГАЗА НА РАБОТУ НАСОСА

Попутный нефтяной газ выполняет полезную работу по подъёму жидкости с забоя на поверхность или хотя бы до приёма насоса. Однако значительное количество свободного газа на приёме насоса приводит к уменьшению $\alpha_{\text{н}}$ вплоть до срыва подачи - кратковремен-

ного или постоянного. Во избежание этого явления, в частности, осуществляется **перепуск газа из затрубного пространства в нефтесборный трубопровод**. Периодический срыв **подачи объясняется** тем, что приток жидкости в скважину продолжается, уровень жидкости поднимается **выше приёма насоса**, давление у приёма возрастает, а наряду с этим цилиндр заполняется жидкостью вследствие утечек через зазор в плунжерной паре и в нагнетательном клапане.

Известно несколько методов борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу насосов. Основной из них – **уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос**. При увеличении **погружения насоса под динамический уровень** увеличивается давление на приёме и – как следствие – уменьшается объём свободного газа за счёт сжатия и большее количество газа растворено в нефти. Если при этом становится, что

$$P_{np} \geq P_{нас},$$

то свободного газа вообще нет на этой глубине, т.е. вредное влияние газа прекращается. При нормальной работе **погружение составляет 20 ÷ 50 м** ($P_{пр} = 0,15 \div 0,40$ МПа), а при наличии газа его доводят, если это возможно, до 230 ÷ 250 м, что соответствует примерно $0,3 P_{нас}$ ($P_{пр} = 2 \div 3$) МПа.

РАСЧЁТ ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ И СЕПАРАЦИИ ГАЗА НА ПРИЁМЕ НАСОСА

Количество свободного газа на приёме насоса, приведенное к нормальным (стандартным) условиям, есть разность между:

- количеством газа, выделяющимся при нормальных условиях $G_0 \cdot V_{n0}$ и
- количеством газа, растворённого в нефти $V_{гр}$ (растворением газа в воде пренебрегаем) в условиях приёма насоса – его можно установить при лабораторном анализе разгазирования пластовых проб нефти или оценить по закону Генри

$$V_{z0} = G_0 \cdot V_{n0} - V_{гр} = V_{n0} \cdot [G_0 - \alpha_p \cdot (P_{np} - P_0)] \quad (9.60)$$

и приведенного к условиям приёма насоса по закону Менделеева-Клапейрона

$$\begin{aligned}
 V_z &= \frac{V_{z0} \cdot P_0}{z_0 \cdot T_0} \cdot \frac{z_{np} \cdot T_{np}}{P_{np}} = \\
 &= \left[G_0 - \alpha_p \cdot (P_{np} - P_0) \right] \cdot \frac{V_n \cdot z_{np} \cdot T_{np} \cdot P_0}{b_n \cdot z_0 \cdot T_0 \cdot P_{np}},
 \end{aligned}
 \tag{9.61}$$

где $V_{г0}$ – количество свободного газа на приёме насоса, приведенное к нормальным (или стандартным) условиям,
 P_0, T_0 – стандартные давление и температура,

(раздел, по всей видимости не завершён)

ГАЗОВЫЕ ЯКОРИ

Сепарацию газа на приёме насоса можно улучшить с помощью защитных устройств и приспособлений, называемых **газовыми якорями (газосепараторами)**, которые устанавливаются на приёме насоса. Работа их основана на использовании сил **гравитации (всплывания пузырьков газа)**, а также их сочетания.

В основном **принцип их работы заключается** в том, что при **повороте струи ГЖС на 180°** и движении её вниз пузырьки газа под действием архимедовой силы всплывают, движутся вверх от приёма насоса и частично сепарируются в затрубном пространстве, а жидкость поступает на приём насоса существенно дегазированной (рис.9.7а).

Коэффициент подачи насоса прямо пропорционален глубине погружения его под динамический уровень, т.е. давления на приёме насоса.

В работе И.М.Муравьёва и И.Т.Мищенко «Насосная эксплуатация скважин за рубежом» приведена зависимость объёмного к.п.д. насоса (b), который имеет вид (*рис...*)

Из графика видно, что при давлении $P_{нас}$ и выше условия работы насоса практически не влияют на его объёмный к.п.д. Ниже $P_{нас}$ можно получить высокий к.п.д. только при наличии газового якоря.

Способы борьбы с вредным влиянием газа:

- отвод затрубного газа или перепуск его в нефтесборную линию,
- уменьшение вредного пространства насоса,

- увеличение длины хода плунжера и уменьшение числа качаний – чтобы не было выделения газа в корпусе насоса,
- увеличение погружения насоса под динамический уровень,
- установление насоса в кармане («зумпфе») скважины (рис...)

Конструкции газовых якорей: тарельчатые, газопесочные, крыльчатые, шнековые.

БОРЬБА С ВРЕДНЫМ ВЛИЯНИЕМ ПЕСКА НА РАБОТУ НАСОСА

Отрицательное влияние песка в продукции глубиннонасосной скважины сводится к:

- абразивному износу плунжерной пары и клапанных узлов
- образованию песчаной пробки на забое,
- при малейшей негерметичности НКТ песок быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях,
- песок усиленно изнашивает штанговые муфты и внутреннюю поверхность НКТ, особенно в искривлённых скважинах.

Даже при кратковременных остановках (на 10÷20 мин) возможно заклинивание плунжера в насосе, а также штанг в трубах.

Увеличение утечек жидкости, обусловленных абразивным износом, приводит к уменьшению подачи ШСНУ и скорости восходящего потока ниже приёма насоса, что способствует ускорению образования забойной пробки, которая существенно ограничивает приток жидкости в скважину.

Снижение дебита вследствие износа оборудования и образования песчаной пробки вынуждает проведение преждевременного ремонта для замены насоса и промывки песчаной пробки.

К «песочным» скважинам относят скважины с содержанием песка более 1 г/л.

Существует четыре группы методов борьбы с песком: песочные якоря,

(раздел не завершён)

ОСОБЕННОСТИ ОТКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ВЫСОКОВЯЗКИХ ЭМУЛЬСИЙ

Осложнения в этих условиях вызваны силами гидродинамического трения при движении штанг в жидкости, а также при движении жидкости в трубах и через всасывающий и нагнетательный клапаны. Вредное влияние гидродинамических сил трения сводится к увеличению $P_{\max}$, уменьшению $P_{\min}$ и к.п.д. ШСНУ.

При откачке нефтей с вязкостью более 500 мПа·с может происходить «зависание» штанг в жидкости при ходе вниз.

Для уменьшения влияния вязкости применяют различные приёмы и технологические схемы добычи нефти:

- двухплунжерные насосы,
- увеличение диаметра НКТ,
- тихоходный режим откачки ($n = 3 \div 4 \text{ мин}^{-1}$, $S = 0,6 \div 0,9 \text{ м}$),

поскольку силы гидродинамического трения прямо пропорциональны скорости откачки жидкости $S \cdot n$.

Снижения вязкости откачиваемой жидкости можно достичь подливом растворителя (маловязкой нефти или воды) в затрубное пространство в объёме 10÷15 % дебита добываемой нефти, подогревом откачиваемой жидкости или закачкой горячего теплоносителя в затрубное пространство.

Известны также различные технологические схемы, согласно которым штанги...

(раздел не завершён)

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИСКРИВЛЁННЫХ И НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

В наклонно-направленных скважинах наблюдается интенсивное истирание НКТ и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах и обрыва штанг. В таких скважинах целесообразно применение штанговращателей, которые выполняют следующие функции:

- медленное проворачивание колонны насосных штанг и плунжера на заворот, т.е. по ходу часовой стрелки, при каждом ходе головки балансира с целью:
- предотвращения одностороннего истирания штанг муфт и плунжера и

- удаления парафина при использовании пластинчатых скребков.

Штанговращатель состоит из:

- круглого зубчатого диска, закреплённого на устьевом штоке горизонтально,
- храпового механизма с шарнирным зубом и рычагом, который тросом соединяется с неподвижной точкой (или с балансиrom - цепью); при каждом качании балансира трос натягивается и посредством храпового механизма поворачивает диск и – соответственно – штанги на один шаг зубчатого диска штанги делают один оборот за число качаний, равное количеству зубьев в диске по его периметру.

Для уменьшения износа трение скольжения штанг заменяют трением качения путём использования муфт-вставок, снабжённых роликами.

Режим откачки должен быть с большим S и малым n , т.е. «тихоходным».

С целью предотвращения образования осадка песка на штанговой колонне устанавливают скребки-завихрители или используют плунжер – «пескобрей».

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Из уравнения (9.2)

$$Q_m = 1440 F \cdot S \cdot n \cdot \alpha_n, \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (9.2)$$

следует, что подачу Q можно повысить увеличением:

- площади сечения плунжера F (или – что тоже – диаметра насоса d_n),
- числа качаний n ,
- длины хода устьевого штока S и
- коэффициента подачи α_n .

Однако эти параметры нельзя увеличивать беспредельно, т.к. существуют ограничения:

- с ростом F увеличивается нагрузка на штанги и, следовательно, уменьшается длина хода плунжера $S_{пл}$ вследствие упругих деформаций штанг и НКТ, что может вызвать обратный эффект – не повышение а снижение Q за счёт уменьшения α_n ,

- увеличение n приводит к росту динамических нагрузок на штанги и СК,
- увеличение S ограничивается конструкцией СК,
- кроме того для СК ограничен максимальный крутящий момент $M_{кр}$ на валу кривошипа (или редуктора)

$$M_{кр max} = \frac{P_{жс} \cdot l_{бал}}{2\eta_m} \quad (9.70)$$

или более точно с использованием динамограммы

$$M_{кр max} = \frac{(P_{max} - P_{min}) \cdot l_{бал}}{2\eta_m}, \quad (9.71)$$

где $l_{бал}$ – длина **переднего плеча** балансира СК,

η_m – механический к.п.д. СК от канатной подвески до вала редуктора ($\eta_m \approx 0,85$).

Итак, увеличение F (или d_n) и n приводит к росту нагрузки на штанги.

(похоже – раздел не завершён)

ВЫБОР НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПЕВОНАЧАЛЬНОГО РЕЖИМА ОТКАЧКИ С ПОМОЩЬЮ ДИАГРАММ А.Н.АДОНИНА И ТАБЛИЦ (ПЕРВАЯ МЕТОДИКА)

Самое главное – выбор глубины подвески насоса.

Данная расчётная методика проектирования эксплуатации скважины с помощью ШСНУ наиболее проста и применяется при оперативном решении задачи.

А.Н.Адонин построил диаграммы - зависимости подачи ШСНУ Q от глубины спуска насоса $L_{нас}$ (см. в учебниках). Диаграмма разделена на области применения СК, внутри которых **выделены поля стандартных диаметров** насосов d_n . При построении этих диаграмм принято:

- коэффициент наполнения насоса $\alpha_n = 0,85$ – как средний за межремонтный период без учёта влияния газа,
- плотность жидкости $\rho_{ж} = 900 \text{ кг/м}^3$,
- погружение насоса под динамический уровень $h = 0$.

ВЫБОР ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ И РЕЖИМА ОТКАЧКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ (ВТОРАЯ МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ)

Данная методика проектирования эксплуатации скважин с помощью ШСНУ позволяет более полно учесть условия откачки жидкости – в частности наличие свободного газа. Её применение целесообразно для оптимизации работы установки. Возможность обеспечения заданного дебита q_c регулированием многих технологических и конструктивных параметров придаёт задаче многовариантный характер и требует её творческого решения, основные принципы которого сводятся к следующему:

1. Строим (рис.9.11) кривые распределения (P_z) - $\circ 1$, газового числа

$$R(z) = \frac{V_z}{V_{жс}}$$

и расходного газосодержания

$$\beta(z) = \frac{R(z)}{1 + R(z)}$$

по стволу скважины...

(раздел, видимо, не завершён – Бойко – с.376)

ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

При эксплуатации малodeбитных скважин (дебит менее 5÷8 т/сут) производительность установки часто превышает продуктивность скважины, несмотря на использование насоса малого диаметра при тихоходной откачке.

После пуска такой скважины в эксплуатацию насос откачивает накопившуюся жидкость до приёма, и коэффициент подачи его падает. При работе с незаполненным цилиндром часто происходят удары плунжера о жидкость и ухудшаются условия эксплуатации оборудования.

При периодической откачке жидкости после понижении уровня до приёма насоса скважину останавливают для накопления жидкости, а затем вновь пускают в работу. При этом расходуется меньше энергии и средств и увеличиваются межремонтные сроки работы оборудования.

При этом используют станцию управления.

Характер изменения забойного давления $P_{\text{заб}}$ (P_c) и притока жидкости в скважину Q во времени при периодической эксплуатации показан на рис. 9.12.

Цикл периодической откачки ($t_{\text{ц}}$) состоит из двух процессов - накопления жидкости (рост $P_{\text{заб}}$ при уменьшении Q) и откачки жидкости (уменьшение $P_{\text{заб}}$ при увеличении Q).

Недостаток периодической эксплуатации по сравнению с непрерывной – потеря некоторого количества нефти. Тем не менее при определённых условиях она может быть оправдана.

(раздел не завершён – Бойко, с.339)

11.ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПОГРУЖНЫМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ (УЭЦН) И ВИНТОВЫМИ (УЭВН) НАСОСАМИ

Штанговые установки имеют **недостатки** :

- при **больших глубинах требуется громоздкое оборудование,**
- **производительность установок не всегда удовлетворяет требованиям разработки залежи,**
- современное насосное оборудование со **штанговым приводом непригодно для эксплуатации скважин глубиной 4÷5 тыс. м,** поскольку колонна насосных штанг является наиболее слабым звеном в установке ШСНУ.

Поэтому применяются насосные установки с иным принципом действия:

- **двигатель перенесен на забой и непосредственно связан с насосом,** т.е. устранены насосные штанги – наиболее уязвимое звено системы «двигатель-насос».

(Рис.)

Область применения ЭЦН – **это высокодебитные, обводнённые, глубокие и евклирные скважины с дебитом 25÷1300 м³/сут с высотой подъёма жидкости 500÷2000 м.**

УЭЦН состоит из:

- погружного агрегата,
- оборудования устья,
- электрооборудования и

- НКТ.

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата УЭЦН подразделяют на четыре условные группы: 5, 5А, 6 и 6А (табл. в справочнике)

Осложняющие факторы при работе ЗЦН:

- свободный газ на приёме насоса,
- сероводород,
- вода, кислотная или щелочная среда.

Условия применимости ЭЦН лимитируются по перекачиваемым средам, к которым предъявляются ограничения по:

- содержанию механических примесей – не более 0,1 г/л,

(не завершено)

Температура в зоне расположения электродвигателя не должна превышать 50÷90 °С.

В зависимости от количества агрессивных компонентов, содержащихся в откачиваемой жидкости, насосы **имеют исполнение обычное (УЭЦН) и повышенной коррозионно – (УЭЦНК) и износостойкости (УЭЦНИ).**

Шифр установок – пример: УЗЭЦН5-130-1200 –

3 – модификация, 5 – группа насоса (раньше так обозначался диаметр эксплуатационной колонны, для которой предназначался насос, - в "), 130 – подача в м³/сут воды, 1200 – развиваемый напор в м водяного столба.

УЭЦН состоит из:

1. эксплуатационная колонна,
2. компенсатор,
3. электродвигатель; он спускается в скважину на НКТ,
4. протектор,
5. электронасос; центробежный, погружной, секционный, многоступенчатый,
6. обратный шаровой клапан,
7. НКТ, которые подвешиваются с помощью устьевого оборудования 11,
8. кабель,
9. крепёжные пояса («хомуты»),
10. обратный клапан,
11. устьевое оборудование, устанавливаемое на колонной головке эксплуатационной колонны 1,

12. кабельный барабан,
13. станция управления,
14. автотрансформатор; электроэнергия от промышленной

сети через него и станцию управления по кабелю 8, прикрепленному к наружной поверхности НКТ крепёжными поясами 9, подаётся на электродвигатель 3, с ротором которого связан вал центробежного электронасоса 5 (ЭЦН). ЭЦН подаёт жидкость по НКТ на поверхность.

Выше насоса установлен обратный шаровой клапан 6, облегчающий пуск установки после её простоя, а над обратным клапаном - спускной клапан для слива жидкости из НКТ при их подъёме.

В **корпусы секций электронасоса** вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу насоса **рабочие колёса** и **направляющие аппараты**, которые крепятся на внутренней части корпуса насоса.

Число ступеней колеблется в пределах $127 \div 413$.

Снизу в корпус ввинчивают основание насоса с приёмными отверстиями и фильтр-сетку, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В **верхней** части насоса находится ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

В **качестве привода насоса** используется трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения **маслонаполненный электродвигатель ПЭД. Обмотка статора соединяется с колодкой кабельного ввода.**

Гидрозащита обеспечивает смазку и защиту ПЭД от проникновения в его полость скважинной жидкости и состоит из **протектора** 4, который устанавливается между ЭЦН и ПЭД и компенсатора 2, который присоединяется у основанию ПЭД.

С поверхности до погружного агрегата протягивают **полиэтиленовый** (изоляция в один или два слоя), **бронированный** (эластичная стальная оцинкованная лента) круглый кабель (типа КПБК), а в пределах погружного агрегата – плоский (типа КПБП). Переход от круглого кабеля к плоскому сращивается горячим способом в пресс-формах. Длина кабеля - $800 \div 1800$ м; излишек кабеля после спуска агрегата остаётся на кабельном барабане 12. Потери напряжения в кабеле составляют $25 \div 125$ В/1000 м.

Станция управления обеспечивает:

- включение и отключение установки при ручном и автоматическом управлении,
- **самозапуск после появления исчезнувшего напряжения,**

• **аварийное отключение в случаях перегрузок**, короткого замыкания, колебаний давления, отсутствия притока в насос и др.

Трансформатор 14 повышает напряжение подачи электроэнергии от напряжения промышленной сети (380 В) **до напряжения питающего тока в ПЭД (350÷380 В)** с учётом потерь напряжения в кабеле.

Оборудование устья типа ОУЭ обеспечивает:

- муфтовую подвеску НКТ,
- **герметизацию устья** – вывод из скважины кабеля и НКТ,
- **подачу продукции скважины** в нефтесборную линию,
- **регулирование** режима эксплуатации,
- отвод затрубного газа **через обратный клапан 10 в линию нефтесбора**,

- возможность проведения различных технологических операций.

Герметичность вывода кабеля и НКТ достигается с помощью:

- разъёмного конуса вставляемого в крестовину,
- резинового уплотнения и
- фланца.

Для этих же целей может быть использована фонтанная арматура АФК1Э-65×140.

С целью увеличения дебита и высоты подъёма жидкости, уменьшения металлоёмкости УЭЦН разработаны **беструбные конструкции с применением грузонесущего (100 кН), кабель-каната**, например, УЭЦНБ 5А-250-1050, где Б обозначает «беструбная установка».

В скважине размещаются **сверху вниз**: насос, гидрозащита и электродвигатель. Это позволило увеличить диаметр погружного агрегата и, соответственно, напор развиваемый одной ступенью почти в два раза. С помощью НКТ, штанг или троса в скважину спускается и закрепляется на внутренней стенке эксплуатационной колонны шлицевой пакер. На кабель-канате спускается погружной агрегат и сажается в седло пакера. На устье кабель-канат герметизируется в сальнике арматуры. Жидкость подаётся...

(раздел похоже не завершён – Бойко, с.405)

ВЛИЯНИЕ ГАЗА И ВЯЗКОСТИ ЖИДКОСТИ НА РАБОЧИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЦН

При подборе УЭЦН руководствуются паспортной (заводской) характеристикой насоса, т.е. зависимостями напора (H), потребляемой мощности (N) и к.п.д. насоса (η) от подачи насоса (Q).

Её получают усреднением результатов испытаний нескольких насосов установочной партии на воде (Рис. 9.14).

Вероятная характеристика работы насоса в конкретной скважине может существенно отличаться **от паспортной** из-за:

- **различного качества изготовления насосов,**
- **отличия вязкости откачиваемой жидкости от вязкости воды,**
- **наличия в продукции скважин свободного газа.**

Влияние качества изготовления конкретного насоса на его характеристику устанавливается испытаниями на воде при стандартных условиях. В литературе имеются эмпирические формулы оценки H и η для ряда значений q_n при неизменной мощности. Кривые, почти сохраняя форму, смещаются вниз.

Увеличение вязкости откачиваемой жидкости приводит к ухудшению рабочих характеристик насоса – они примерно сохраняют свою форму и смещаются **вниз и влево** по мере увеличения вязкости. Для пересчёта рабочих характеристик на вязкие жидкости существуют графики и аппроксимирующие формулы П.Д.Ляпкина (Справочное руководство).

Свободный газ, поступающий...

(раздел, похоже, не завершён, Бойко, с.346)

ВЫБОР НАСОСА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПОДВЕСКИ ЕГО С ПОМОЩЬЮ НАПОРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Задача сводится к выбору такого типоразмера ЭЦН, который будет работать в условиях оптимального режима, т.е. $\eta = \eta_{\max}$ и обеспечит откачку заданного дебита скважины с данной глубины. **Глубина подвески ЭЦН $L_{\text{нас}}$** аналогично СШН может определяться по кривым распределения давления в эксплуатационной колонне (после расчётов минимального, допустимого и предельного давлений на приёме ЭЦН) или по формуле

$$L_{\text{нас}} = h'_d + h = (H_{\text{скв}} - h_d) + h,$$

где h'_d – расстояние от устья скважины до динамического уровня h_d , м,
 h – погружение насоса под динамический уровень, принимаемое таким, чтобы на приёме насоса обеспечить давление, при котором расходное газосодержание на приёме насоса равнялось бы

$$\beta'_{np} \leq 0,15 \div 0,25;$$

в большинстве случаев это соответствует погружению в $150 \div 300$ м; величину погружения насоса под динамический уровень можно также рассчитать по давлению на приёме насоса (если оно каким-то образом измерено):

$$P_{\text{приём}} = h \cdot \rho_{\text{затр}} \cdot g + P'_{\text{затр}};$$

$H_{\text{скв}}$ – глубина скважины, м,

$$h_d = \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} = \frac{P_{\text{пл}} - \frac{q_c}{K_{\text{прод}}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \text{ м.}$$

Условная напорная характеристика скважины, представляющая собой зависимость

$$q_c = f(H_c),$$

где H_c – **напор, необходимый для подъёма жидкости на поверхность**,
 - чем больше этот напор, тем ниже уровень жидкости в скважине, тем, следовательно, меньше забойное давление и больше дебит скважины (напорную характеристику можно построить на основе результатов исследования скважины методом установившихся отборов, когда измеряются дебиты скважин и соответствующие им расстояния от устья скважины до уровня жидкости);

$$H_c = h'_d + \frac{P_y}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + h_{\text{тр}} - h_z, \text{ м,} \quad (9.97)$$

где h'_d – расстояние от устья скважины до динамического уровня, м,
 $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение при движении жидкости в НКТ,
 h_z – высота подъёма жидкости в НКТ за счёт энергии выделяющегося из нефти газа.

Величину $h_{\text{тр}}$ вычисляю по формуле Дарси-Вейсбаха; диаметром НКТ d_T можно задаваться из следующих соображений:

$q_c, \text{ м}^3$	<150	150÷300	>300
$d_T, \text{ мм (условный)}$	60	73	89

Обычно $h_{тр} = 20 \div 40$ м. Приняв $h_r = 0$, повышаем расчётный запас. Тогда, задаваясь рядом значений q_c , строим напорную характеристику скважины $H_c = f(q_c)$, или в явном виде

$$H_c = \left(H_{скв} - \frac{P_{пл} - \frac{q_c}{K_{прод}}}{\rho_{жс} \cdot g} \right) + \frac{P_y}{\rho_{жс} \cdot g} + h_{тр} - h_z, \text{ м};$$

Это прямолинейная зависимость. Затем на напорную характеристику скважины $H_c = f(q_c)$ накладывается характеристика насоса - такого, чтобы он обеспечивал в области максимального η ...

(раздел, видимо, не завершён)

ВЫБОР НАСОСА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ЕГО ПОДВЕСКИ С ИСПОЛЗОВАНИЕМ КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Данная методика позволяет более полно учесть наличие газа в продукции скважины.

Последовательность расчёта

1. Строятся (*рис.9.15*) кривые распределения давления в обсадной колонне $P(z)$ по принципу «снизу вверх» от забойного давления $P_{заб}$ и расходного газосодержания $\beta(z)$ от уровня давления на приёме насоса P_n (линия 2),
2. При отводе свободного газа из затрубного пространства рассчитывается сепарация газа у приёма насоса (аналогично ШСН),
3. Строится кривая $P(z)$ в НКТ по принципу «сверху вниз» от устьевого давления в НКТ P_y (линия 3); диаметром НКТ задаёмся в соответствии с приведенными выше рекомендациями,
4. Проводим горизонталь минимальной глубины спуска насоса L_{min} , что соответствует такому $\beta(z)$, при котором наступает срыв подачи насоса из-за влияния газа, т.е. расходное газосодержание на приёме насоса $\beta'_{пр} = 0,15 \div 0,25$. Поле между кривыми 1 и 3 ниже L_{min} определяет область возможных условий работы ЭЦН и глубины его подвески L_n с использованием минимальных, допустимых и предельных давлений на приёме насоса, определяемых по формулам И.Т.Мищенко
5. Указанные кривые целесообразно дополнить...

(раздел не завершён)

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

Их можно осуществлять при установившихся и не установившихся режимах. Для построения индикаторной диаграммы необходимо иметь дебит Q , пластовое $P_{пл}$ и забойное $P_{заб}$ давления. Дебит и пластовое давление измеряют как и при рассмотренных выше способах эксплуатации. Затруднения возникают при определении $P_{заб}$. Обычно его рассчитывают по давлению на приёме насоса $P_{пр}$ или по определяемому с помощью эхолота уровню жидкости в затрубном пространстве скважины.

Менее точно давление $P_{пр}$ можно рассчитать по давлению на выходе насоса $P_{вых}$, измеряемому скважинным манометром, спущенным в НКТ, и паспортному напору H_0 , развиваемому насосом при закрытии выкидной (манифольдной) задвижке. Величину давления на приёме насоса можно определить по формуле

$$P_{пр} = P_{вых} - P_{вых0},$$

где $P_{вых0} = H_0 \cdot \rho_{ж} \cdot g$ – давление, создаваемое насосом при нулевой подаче. Считается, что продолжительностью времени стабилизации устьевого давления и изменением уровня можно пренебречь.

Наиболее простой и наименее точный метод определения коэффициента продуктивности основан...

(раздел не завершён)

12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ГИДРОПОРШНЕВЫМИ (ГПН) И ВИНТОВЫМИ (ПВН) НАСОСАМИ

Отличительная особенность этого способа эксплуатации является передача энергии к погружному поршневому насосу потоком жидкости.

ГПН-установка включает в себя:

- скважинный насос и
- гидродвигатель с золотниковым распределителем, объединённые в один агрегат – гидропоршневой погружной насосный агрегат (ГПНА), а также
- НКТ,

- блок подготовки рабочей жидкости (на поверхности) и
- **силовой** насосный блок (также на поверхности).

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ГПН ДВОЙНОГО И ОДИНАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

ГПНА по принципу действия скважинного гидропоршневого насоса (ГПН) делятся на три группы действия:

- одинарного,
- двойного и
- дифференциального.

В насосе **одинарного** действия рабочая жидкость непрерывно нагнетается с поверхности силовым насосом **3** в гидродвигатель **4**; **золотник совмещённый** с гидроприводом, **переводит** подачу рабочей жидкости под высоким давлением поочерёдно в полости над и под поршнем **5** гидродвигателя и соответственно выход отработанной жидкости в канал **2** из полостей «под» и «над» поршнем; в результате этого поршень гидродвигателя совершает **возвратно-поступательное движение вверх и вниз.**

Конструктивно золотник выполнен в виде фасонной втулки, которая перемещается в своём цилиндре с подводными и отводящими каналами и управляется штоком **6 поршня гидродвигателя**; с поршнем **5** гидродвигателя шток **6** связан поршнем **9** скважинного насоса **10**, который также совершает возвратно-поступательное движение.

При ходе поршня **9 вверх** нагнетательный клапан **12а** закрыт, т.к. на него действует значительно большее давление со стороны линии **1** выхода скважинной жидкости.

При ходе поршня **9 вниз** закрывается всасывающий клапан **12** и открывается нагнетательный клапан **12а**; **жидкость** из цилиндра насоса **10** вытесняется в линию **1** выхода скважинной жидкости. Полость под поршнем через отверстие **8** **сообщается с затрубным пространством скважины.**

ГПН ДВОЙНОГО ДЕЙСТВИЯ (РИС.)

Подача скважинной жидкости происходит при ходе поршня вверх и вниз, т.е. при прочих равных условиях его подача в два раза больше подачи насоса одинарного действия; здесь при ходе поршня вверх одновременно происходит всасывание в полость под поршень и нагнетание жидкости в линию **1** из полости под поршнем.

ГПН ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ (РИС. 9.18в)

Работает за счёт перепада давлений ΔP_g , создаваемого разностью между давлением рабочей жидкости и давлением откачиваемой жидкости; поршень 9 насоса 10 изготовлен сквозным с расположенным в нём нагнетательным клапаном 12а. Работает насос аналогично ШСН.

Движение поршневой группы вниз происходит под действием силы, равной произведению ΔP_g на площадь сечения штока. При этом закрывается клапан 12, открывается клапан 12а и в подъёмный канал 1 выталкивается часть откачиваемой жидкости в объёме штока 6, входящего в цилиндр насоса 10. При крайнем нижнем положении поршневой группы посредством предельной канавки в штоке над и под золотником создаётся давление рабочей жидкости...

(раздел, по-видимому, не завершён)

12.2. ПОДАЧА ГПН И РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ СИЛОВОГО НАСОСА

Подачу ГПН двойного действия можно записать как сумму подач при ходе вниз V_1 и при ходе вверх V_2 , т.е. за один двойной ход

$$\begin{aligned} V_{\text{дв.х}} &= V_1 + V_2 = F_n \cdot S + (F_n - f) \cdot S = \\ &= S \cdot (2F_n - f) \end{aligned} \quad (9.101)$$

или при «n» двойных ходов – как суточную фактическую подачу

$$Q = 1440 \cdot (2F_n - f) \cdot S \cdot n \cdot \alpha_n, \quad (9.102)$$

где F_n и f – площади поперечного сечения соответственно цилиндра насоса и штока,

S – длина хода поршня,

α_n – коэффициент подачи насоса, учитывающий различные утечки, незаполнение цилиндра, влияние газа, усадку нефти и др. Устойчивость штока на сжатие ограничивает длину хода поршня S до 0,8 м, а инерция поршневой группы, золотника и жидкости ограничивают число двойных ходов n до 30÷60 мин⁻¹.

Аналогично запишем суточный расход рабочей жидкости...

(раздел не завершён)

12.3. ПОВЕРХНОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

(раздел не завершён)

12.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГПН

Реализованные серийные и опытные образцы представляют собой в основном агрегаты с двигателем и насосом двойного или дифференциального действия.

Наиболее простые по конструкции ГПНА дифференциального типа, однако у агрегатов двойного действия более высокий к.п.д. и более плавный режим работы.

По типу принципиальной схемы рабочей жидкости различают открытые и закрытые ГПНУ.

В установках с закрытой схемой рабочая жидкость из гидродвигателя и откачиваемая скважинная жидкость поднимаются на поверхность по своим отдельным каналам соответственно в блок подготовки и в нефтесборный промысловый трубопровод, поэтому в скважине необходимо иметь три различных канала.

В установках с открытой схемой рабочая жидкость, выйдя из гидродвигателя, смешивается с продукцией скважины и поднимается на поверхность по общему каналу. В этом случае необходимо иметь только два отдельных канала.

Три канала могут быть созданы тремя рядами НКТ или двумя рядами НКТ и пакером; два канала – двумя рядами НКТ или одним рядом НКТ и пакером.

По способу спуска ГПНА в скважину различают ГПНУ фиксированные (спускаемые на колонне НКТ) и свободные (сбрасываемые в скважину). Для монтажа свободных ГПНА в нижней части труб устанавливают герметизирующее седло, а на устье – ловитель и специальную обвязку, позволяющую изменять направление потоков в колонне НКТ.

Перед спуском агрегата колонны НКТ заполняют жидкостью, после чего спускают агрегат, который под действием потока жидкости, подаваемой силовым насосом, опускается, устанавливается в герметизирующем седле и фиксируется замком.

Резиновые уплотняющие манжеты размещены на ГПНА.

При подъёме создают обратный поток жидкости, под действием которого агрегат извлекается из замка и перемещается вверх к устью, где захватывается ловителем.

Сочетание рассмотренных схем может быть различным. Это обуславливает создание разных вариантов конструкций скважинного оборудования.

Максимальный отбор жидкости и простота установки достигается применением схем фиксированных или свободных ГПНА и открытых ГПНУ с использованием одного ряда и пакера. При открытой схеме рабочей жидкостью служит добываемая нефть. Для отделения газа, воды, механических примесей применяют сепараторы, отстойники и, - иногда, - деэмульгаторы – ПАВ.

Современные ГПНУ позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъёма жидкости до 4500 м, с максимальным дебитом жидкости до 1200 м³/сут, при высоком содержании в скважинной продукции воды (до 98 %).

песка (2 % масс.) и агрессивных компонентов. Их применение особенно эффективно при эксплуатации наклонных скважин, а также при разбуривании месторождений кустами скважин..

12.5. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПОГРУЖНОГО ВИНТОВОГО НАСОСА (ПВН) (рис. 9.16)

Принципиальная схема установок винтовых электронасосов (УЭВН) аналогична схеме УЭЦН. Основная отличительная особенность состоит в использовании винтового насоса и тихоходного электродвигателя – с частотой вращения 1500 об/мин у электродвигателя (у ЭЦН – 2820 об/мин); тихоходность достигается соответствующими соединениями и укладкой статора обмотки.

Установка типа УЭВНТ5А обеспечивает подачу $16 \div 200 \text{ м}^3/\text{сут}$; подача таких насосов меньше зависит от напора, чем в ЭЦН. Они эффективны при работе на вязких жидкостях – до $6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ (6 стоксов – 600 сантистоксов) и расходом газосодержания на приёме насоса до 0,5, т.е. может быть спущен на небольшую глубину.

Область рабочих температур – $30 \div 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Слабое звено – резиновая обойма насоса.

Рабочий орган винтового электронасоса (ЭВН) – однозаходный червячный винт 1, вращающийся в обойме **2**. Внутренняя поверхность обоймы представляет собой двухзаходную винтовую поверхность, соответствующую однозаходному винту.

Шаг винтовой поверхности $T_{\text{вп}}$ в два раза шага винта $t_{\text{в}}$, т.е.

$$T_{\text{вп}} = 2t_{\text{в}}.$$

Винт изготовлен из стали или титанового сплава; обойма резиновая в стальном корпусе.

Обойма неподвижна. Поперечные сечения обоймы в любом месте одинаковы, но повернуты относительно друг друга вокруг оси обоймы (центр O_1 окружности **3**). Через расстояние вдоль оси, равное $T_{\text{вп}}$, эти сечения совпадают. Любое поперечное сечение винта есть круг диаметром D . Центры O_2 этих кругов лежат на винтовой линии, проекция которой показана окружностью **4** с центром O_3 . Ось винтовой линии, соответствующая центру O_3 , служит осью вращения всего винта.

Расстояние, на которое центр поперечного сечения (круг) винта отстоит от его оси, называют эксцентриситетом «е».

Во время работы винт совершает сложное движение: винт вращается вокруг своей оси, т.е. каждое поперечное сечение винта (круг) вращается вокруг своего поперечного сечения O_2 .

Одновременно ось винта (ось винтовой линии) совершает **планетарное движение** в обратном направлении (вращается по окружности **5**) диаметром $d = 2e$ с центром в точке O_1 .

Картина движения винта становится понятной, если представить себе неподвижное **зубчатое колесо с** внутренним зацеплением по окружности **6** диаметром $D = 4e$, по которому катится шестерня - окружность **4** диаметром $d = 2e$, причём сама шестерня вокруг своей оси катится в обратном направлении.

При таком движении винта для сечения насоса, показанного на рис. 9.16, за один оборот сечение винта переместится из крайнего **нижнего** положения в крайнее **верхнее и возвратится назад**, а точка **A** на контуре сечения винта будет вращаться вокруг **центра** O_2 и касаться поверхности обоймы. Сечение внутренней поверхности можно представить двумя раздвинутыми друг от друга на расстояние $D = 4e$ полуокружностями диаметром D и двумя общими касательными.

Тогда площадь сечения **7**, занятая откачиваемой жидкостью, при любом положении сечения однозаходного винта **1** равна $4e \cdot D$.

12.5.1. Подача ПВН

Винт и обойма по своей длине образуют ряд последовательных замкнутых полостей, т.к. **гребень спирали винта** по всей длине находится в непрерывном соприкосновении с обоймой. Эти полости при вращении винта передвигаются от приёма насоса к его выходу. Поскольку при вращении винт в осевом направлении не движется, то жидкость будет перемещаться вдоль оси на расстояние одного шага при повороте винта на один оборот. Тогда теоретическая подача за один оборот составит

$$q_{теор} = 4e \cdot D \cdot T_{ВП},$$

(раздел не завершён, см. Бойко, с.358)

12.5.2. ВИНТОВОЙ НАСОС С ДВУМЯ УРАВНОВЕШЕННЫМИ ВИНТАМИ

(раздел не завершён)

12.5.3. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПВН И ИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ

Напор от 400 до 2000 м.в.с., производительность от 4 до 100 м³/сут при 100 об/мин.

(раздел не завершён)

УСТАНОВКИ ДИАФРАГМЕННЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ТИПА УЭДН5

ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ для ЭЭКСПЛУАТАЦИИ малодебитных искривлённых или наклонных скважин...

(раздел не завершён, см. проспект)

12а. РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

12а.1. Общие принципы раздельной эксплуатации и условия её применения при добыче нефти и нагнетании воды в пласты

Одновременнo-раздельная эксплуатация (ОРЭ) позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов **многопластового** месторождения **одной** сеткой скважин, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения при **экономии средств на строительство скважин.**

Применение ОРЭ технико-экономически целесообразно при наличии в разрезе многопластового месторождения отдельных продуктивных пластов, **различающихся** коллекторскими свойствами (коэффициенты пористости, проницаемости и нефтенасыщенности), свойствами пластовых жидкостей (вязкость и состав нефти и т.д.) и условиями залегания пластов (пластовое давление, газовая шапка).

При этом пласты должны быть сложены из **устойчивых пород**, а расстояние между ними - **достаточным для создания цементного кольца, надёжно** предотвращающего перетоки **жидкости при максимально** возможных перепадах давления и для посадки пакера.

Перепад давления на 1 м высоты цементного кольца должен быть не более 2МПа, а для надёжной посадки пакера требуется высота не менее 2 м.

Оборудование для **ОРЭ** должно обеспечивать **надёжное разобщение пластов, создание заданного забойного давления против каждо-**

го пласта, регулирование и измерение дебита из каждого пласта, а также проведение всех других технологических операций, которые осуществляют в скважинах, вскрывших только один пласт (освоение, интенсификация продуктивности, ремонт и т.д.).

Эти требования легче осуществимы в скважинах **большого диаметра**.

В случае эксплуатации каждого пласта по **отдельному каналу** в скважине, т.е. **по отдельной НКГ без смещения продукции** усложняется необходимое оборудование, однако легко осуществлять регулирование и исследование дебитов путём изменений забойных давлений или глубин подвески насосного оборудования.

В случае **смещения продукции**, когда все пласты работают через одну НКГ, наоборот, упрощается оборудование и усложняется регулирование и исследование дебитов каждого пласта.

12а.2. Некоторые принципиальные схемы оборудования скважин для раздельной эксплуатации пластов и раздельной закачки воды в два пласта через одну скважину

Различают:

- **одновременную-раздельную добычу нефти (ОРД),**
- **закачку воды (ОРЗ) и**
- **их сочетание (ОРДЗ).**

Одной скважиной обычно эксплуатируют **только два пласта**. Эксплуатация трёх и более пластов **затруднена и поэтому применяется крайне редко**. ОРЗ означает подачу воды в каждый пласт многопластового месторождения под разным давлением в соответствии с его коллекторскими свойствами. В случае подачи воды при одном давлении ускоренно обводняются **высокопроницаемые пласты**, а **малопроницаемые пласты в разработку практически не вовлекаются**. Это приводит к **преждевременному обводнению продукции добывающих скважин**, необходимости осуществления ремонтно-изоляционных работ, увеличению продолжительности и стоимости разработки месторождения.

Способы регулирования закачки воды (аналогично и газа) по отдельным пластам выглядят следующим образом:

- **подведение к устью нагнетательной скважины водоводов высокого и низкого давлений и подачу воды по колонне НКГ и по затрубному пространству в разобшённые пакером пласты,**

- подача воды **под высоким давлением** по одному каналу и распределение её по отдельным пластам при помощи сменных и регулируемых **забойных штуцеров**,
- **периодическая закачка воды в высокопроницаемые пласты путём отключения их пакерами или эластичными шариками**,
- **комбинирование** перечисленных выше способов.

Конструкции ОРЗ бывают одно- и двухпакерные.

Второй, верхний пакер применяют при **необходимости закачки воды в верхний пласт** под давлением, превышающим прочностную характеристику **обсадной колонны**.

При закачке воды в три и более пластов могут использоваться одно- и многоколонные конструкции с применением забойных регуляторов расхода.

Схема оборудования для ОРД зависит от комбинации различных способов эксплуатации в одной скважине.

Технологическая схема ОРД именуется названием способов эксплуатации пластов по ходу «снизу - вверх» (насос – газлифт и т.д.).

При фонтанной эксплуатации обоих пластов бывают схемы оборудования с применением:

- **одной колонны**,
- **концентричных колонн НКТ и**
- параллельных колонн НКТ, когда **смещение продукции пластов недопустимо**.

Параллельная подвеска труб (2 ряда) осуществляется с помощью установки типа УФ2П для 146 и 168 мм эксплуатационных колонн и включает в себя:

- **фонтанную арматуру типа АФК** с параллельной подвеской НКТ (сдвоенную с двухструнными выкидами) и
- пакер с гидравлическим якорем (спускают на одной из колонн НКТ).

Конструкция фонтанной арматуры позволяет демонтировать фонтанную ёлку без глушения скважины, а также проводить технологические операции отдельно по каждому пласту в процессе эксплуатации и ремонта скважины.

Для фонтанной эксплуатации двух используется также установка **для внутрискважинного газлифта УВЛГ**, при этом в дросселе вместо

штуцера устанавливается заглушка, а добыча продукции двух пластов осуществляется отдельно.

В установках **ОРЭ-2фМ** продукция двух отдельно эксплуатируемых **фонтанирующих** пластов смешивается в скважине и **подаётся на поверхность по одной колонне НКТ**.

При использовании двух **концентричных рядов НКТ устанавливаются два пакера** – один между осадной колонной и внешней колонной НКТ другой между НКТ.

Эксплуатация пластов по отдельным каналам

Для эксплуатации трёх и более пластов можно использовать две параллельные колонны НКТ и два пакера или три колонны НКТ и три пакера, а также параллельные и концентричные трубы.

При сочетании **фонтанного и механизированного способов возможны комбинации:**

- фонтан – газлифт,
- фонтан – ШСН,
- фонтан – ЭЦН,
- фонтан – ГПН и наоборот.

Сравнительно просто реализуется схема **ШСН – фонтан**, при которой спускается один ряд НКТ (или два параллельных ряда) с пакером и якорем, а продукцию отбирают по НКТ и **затрубному пространству** (или по второму ряду НКТ).

Схема **фонтан – ШСН** требует применения двух пакеров при отборе продукции из верхнего пласта (**ШСН**) по НКТ и из **нижнего пласта (фонтан)** – по обводной трубе и затрубному пространству.

Применяются установки типа:

- **1УФН** – здесь продукция двух пластов смешивается в НКТ,
- 2УНФ** – продукция фонтанирующего пласта подаётся по затрубному пространству, а эксплуатируемого насосом – по НКТ.

Имеются схемы, предусматривающие использование с помощью **струйного насоса** избыточной энергии высоконапорного пласта или ЭЦН для интенсификации отбора из слабо фонтанирующего (низконапорного) пласта.

Наиболее трудно реализовать схемы сочетания различных механизированных способов эксплуатации:

- насос – газлифт,
- **ШСН - ШСН**,
- **ЭЦН – ЭЦН** и т.д., т.к. в этом случае трудно проводить

исследовательские работы по каждому пласту и затруднена сепарация газа.

Комбинации различных типов насосов значительно усложняют оборудование.

По схеме **ШСН-газлифт** в скважину спускают две колонны НКТ с пакером, а газ подают по затрубному пространству.

Поскольку ЭЦН имеет большие габариты, то конструкции оборудования предусматривают использование одной колонны НКТ, одного или двух ЭЦН, забойных регуляторов дебита, а также осуществление **попеременного отбора жидкости**.

По схеме **ШСН – ШСН** используется подвеска двух насосов на одной колонне штанг или с применением параллельных колонн НКТ.

Наземное оборудование состоит из СК, к которому крепится специальная канатная подвеска ПКР-12 для подвешивания двух колонн насосных штанг и оборудования устья ОУП-168 (сдвоенного для параллельных рядов труб).

В установках УГР и 1УНР обеспечивается совместная транспортировка по одной колонне НКТ (рис. - УГР).

В установках УГР привод двух последовательно соединённых насосов осуществляется от одной колонны штанг.

Нижний насос обычного исполнения типов НСВ1 или НСВ2, а для эксплуатации верхнего пласта используются специальные насосы типов НСВЦ или НСНЦ, которые имеют неподвижный плунжер и подвижный цилиндр – буква Ц обозначает подвижный цилиндр.

Возвратно-поступательное движение колонн штанг передаётся подвижному цилиндру верхнего насоса, а затем через специальную штангу, приваренную к этому подвижному цилиндру нижней колонне штанг и плунжеру нижнего насоса.

Однако применение ОРЭ пока **незначительное** из-за сложностей.

Более широкое применение нашло бурение **индивидуальных нагнетательных скважин** на конкретные продуктивные пласты, а **добывающие скважины** при этом бурятся по принципу – **одна на все продуктивные пласты**.

14. РЕМОНТ СКВАЖИН

Наземный ремонт. Подземный ремонт – текущий и капитальный. Скважины эксплуатируют длительное время.

Периодически их приходится останавливать для подземного ремонта. Кроме того, в работе скважины могут возникать различные **осложнения**, также вызывающие необходимость проведения ремонтов из-за:

- **износа или отказа** в работе применяемого подземного и наземного оборудования, эксплуатационной колонны и забоя,
- отложений **песка (механических примесей)**, продуктов коррозии), парафинов солей,
- преждевременного обводнения продукции,
- изменения условий работы (уменьшение или увеличение забойного давления, прорывы газа и др.).

Эти осложнения обычно влекут за собой **уменьшение или прекращение** добычи нефти (закачки вытесняющего агента) и **простоям скважин**.

Длительность простоев скважин оценивается:

- коэффициентом эксплуатации скважин (K_3), который равен отношению отработанного времени к календарному, выраженным соответственно в **скважино-месяцах отработанных и числившихся**. Необходимо, стремиться к тому, чтобы $K_3 \rightarrow 1$,
- кроме того, существует ещё **коэффициент использования фонда скважин**, представляющий собой отношение числа работающих на какую-то дату скважин к их общему числу.

Это очень важные показатели, которые учитываются при ПРЕМИРОВАНИИ.

Число проводимых ремонтов на скважинах характеризуется их **межремонтным периодом (МРП)**, т.е. продолжительностью эксплуатации скважин (в сут) между **предыдущим и последующим ремонтами**.

Очевидно, что, чем больше МРП, тем больше K_3 , т.е. 80 ÷ 85 % недобора нефти связано с проведением ремонтов скважин.

С целью **уменьшения** потерь добычи нефти (закачки вытесняющего агента) по скважинам необходимо добиваться **повышения МРП**, сокращения продолжительности ремонтов и соблюдения **первоочередности ремонта скважин с большим дебитом**, а также **профилактических ремонтов взамен аврийных**.

МРП в основном определяется **способом эксплуатации**.

Длительность МРП в убывающей последовательности:

- фонтанный,
- газлифтный,

- ЭЦН, ШГН,
- ГПН,
- ПВН,
- ОРЭ, ОРД.

Кроме того, **МРП зависит от** глубины подъёма жидкости, дебита, качества оборудования, осложняющих факторов (песок, парафин, коррозия, высокая вязкость жидкости и др.), **качество выполнения предыдущего ремонта** и т.д. **Продолжительность ремонтов** сокращается:

- с увеличением **сменности** ремонтных бригад,
- **уменьшением** времени различных простоев, **вызванных не-удовлетворительной подготовкой и организацией работ**, отсутствием оборудования и т.д.

К текущему (иногда его неправильно называют подземным) ремонту относятся:

- все работы по смене или профилактическому ремонту подземного оборудования (**НКТ, штанги, глубинные насосы или их детали, разного рода защитные приспособления**), чистка забоев скважин от осадков, песка и грязи, парафина, солей, ликвидация несложных аварий – обрывов штанг, труб (вынужденный ремонт или аварийные работы),
- **технологические работы**, т.е. работы по изменению технологических режимов работы скважин – смена оборудования на другой типоразмер, изменение глубины подвески труб, перевод на другой способ эксплуатации и т.д.

Цель работ – достижение максимального **K_p** и МРП.

Более сложные работы относятся к **капитальному ремонту** скважин:

- **зарезка вторых стволов**,
- ловильные работы (ликвидация аварий) и извлечение колонн или их частей,
- **ОПЗ** с целью повышения нефтеотдачи,
- изоляция **вод** (РИР),
- переход на другой эксплуатационный объект,
- консервация и ликвидация скважин и т.д. – короче говоря все работы, связанные с **пластом (забоем) и эксплуатационной колонной**; эти работы обычно выполняются бригадами ЦКРС,

- **охрана недр и природных ресурсов – восстановление герметичности обсадных колонн** путём их вторичного цементирования с целью ликвидации и предупреждения грифонов и водопроявлений на устьях скважин, а также **с целью охраны источников питьевых вод от загрязнения пластовыми и сточными водами.**

В состав любых работ по ремонту скважин обязательно входят операции по **спуску и подъёму труб (штанг), требующие наличия у скважины подъёмного устройства или подъёмных механизмов - лебёдок** и иного оборудования, представленного в нижеследующей таблице:

Классификация оборудования для проведения подземного ремонта скважины

Оборудование для подземного ремонта				
Оборудование для спускоподъёмных операций			Оборудование для технологических операций	
Грузоподъёмное оборудование	Средства механизации	Инструмент	Наземное	Спускаемое в скважину
1	2	3	4	5
Вышки	Автоматические элеваторы	Элеваторы	Установки насосные	Инструмент для ловильных работ – труболówki, печати, метчики, колокола и др.
Эклипсы	Трубные и штанговые механические ключи	Спайдеры	Цементировочные агрегаты	Породоразрушающий инструмент

1	2	3	4	5
Мачты	Автоматы для свинчивания и развинчивания труб	Клинья	Установки пескосмесительные	Режущий инструмент
Талевые системы		Штропы	Кислотные агрегаты	Инструмент для промывки и очистки скважин
Подъёмные лебёдки		Ключи	Парогенераторы	Турбобуры
Комплексы подъёмного оборудования:			Установки для промывки горячей нефтью	Пакеры
• А-50У2 (на автомобиле)			Роторы	Якори
• АЗИН-МАШ-37 А (на автомобиле)			Специальное оборудование устья	Перфораторы
• АЗИН-МАШ-43А (на автомобиле)				Трубы насосно-компрессорные и бурильные
• АЗИН-МАШ-43п				
• Бакинец - 3м				
• УТП1-50				
• КОРО-80				

1	2	3	4	5
• ЛПТ-80				
• АРБ-100				

Сейчас применяются передвижные агрегаты для ремонта скважин типа АЗИНМАШ – на шасси трактора или большегрузного автомобиля с вышкой или мачтой.

Для организации работ по капитальному ремонту скважин составляется месячный ПЛАН-ГРАФИК производства КРС примерно по следующей форме

Бригада (фамилия мастера)	№ скв. и площадь	Категория скважины	Кате- гория слож- нос- ти ре- мон- та	Вид работ	Нор- ма вре- ме- ни, мин	Кален- дар- ные сроки выпол- нения работ, нача- ло/ок- онча- ние	Допол- нитель- ное обору- дование и мате- риалы
Иванов И.Д.	153, Степа- новская	Нагнета- тельная	III	Освоение под ППД без достре- ла	102	03.08/ 06.08	Пакер, якорь, НС1-10т

По наиболее распространённым (типовым) видам ремонтов составляются **Типовой наряд-смета на капитальный ремонт скважин, например, «Вид ремонта - обработка призабойной зоны по схеме: СКО+ввод ШГН»**, где, кроме того, указываются:

- категория скважины – добывающая,
- тип подъёмника – АЗИНМАШ-43,
- искусственный забой – 1300 м,
- глубина подвески НКТ,
- диаметр НКТ – 63 мм,
- диаметр штанг – 19 и 22 мм,

- подробный перечень всех видов работ, начиная от перегона подъёмника и заканчивая заключительными работами, - всего более 40 позиций,
- единица измерения и объём работ,
- норма времени на единицу измерения объёма работ, мин,
- стоимость материалов, спецтехники, и сумма заработной платы.

На основании этих типовых смет составляются конкретные **ЗАКАЗ-НАРЯДЫ** (технические наряды, планы) на КРС, о выполнении которых мастера составляют **СУТОЧНЫЙ РАПОРТ** на капитальный ремонт скважин, где подробно описывается всё, что сделано на скважине, на основании которого бригаде впоследствии начисляется заработная плата.

Единицей измерения ремонтных работ является **СКВАЖИНО-РЕМОНТ**, ПРЕДСТАВЛЯЮЩИЙ собой комплекс работ

- подготовительных,
- основных и
- заключительных.

Эти работы выполняются на скважине в период от приёма скважины в ремонт до ввода её в эксплуатацию.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

выполняются зачастую специализированными бригадами подготовительно-заключительных работ для обеспечения бесперебойной работы бригад по ремонту скважин; виды этих работ:

- ремонт подъездных путей и планировка территории
- доставка к скважине агрегатов, материалов и оборудования, подвод водопроводов, ЛЭП и т.д.,
- подготовка устья скважины,
- монтаж оборудования для ремонта и т.д.,
- глушение скважины и др.

Глушение скважин жидкостью проводят для предотвращения открытого фонтанирования, выбросов нефти и газа при снятии **устьевого оборудования и подъёме труб**, т.е. для создания **противодавления на пласт**.

ТРЕБОВАНИЯ К ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ

- плотность жидкости глушения определяется по формуле:

$$\rho_{\text{гл}} = \frac{1,1 \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot H_{\text{скв}}}, \text{ кг / м}^3,$$

- не должна **снижать проницаемость призабойной зоны,**
- не должна оказывать **коррозионного и абразивного воздействия** на ремонтное и эксплуатационное оборудование,
- не должна быть **токсичной, взрыво- и пожароопасной, дорогой и дефицитной.**

Для глушения скважин обычно применяют:

- **техническую воду, обработанную ПАВ ($\rho_{\text{вт}} = 1020 \text{ кг/м}^3$),**
- **пластовую воду ($\rho_{\text{пл}} = 1120 \div 1190 \text{ кг/м}^3$),**
- **водный раствор NaCl ($\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$),**
- **водный раствор CaCl₂ ($\rho = 1382 \text{ кг/м}^3$),**
- **глинистый раствор (ρ до 1700 кг/м^3).**

Для предотвращения **поглощения жидкости глушения** высокопроницаемыми пластами перед её закачкой применяется закачка **«буферной» жидкости объёмом $\approx 1 \text{ м}^3$** , в качестве которых применяются растворы **карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и вязкоупругий состав (ВУС), разработанный ВНИИ на основе дегазированной нефти.**

Сохранение коллекторских свойств пластов при глушении может быть обеспечено использованием **гидрофобно-эмульсионных растворов, стабилизированных (т.е. не имеющих способности разлагаться на составляющие компоненты) дегидратированными (обезвоженными)** полиамидами (реагент ЭС-2) и содержащих при необходимости утяжелители (**барит, гепатит и др.**).

На скважинах иногда используются **пакерные отсекатели устьевого или забойного типов для ремонта скважин без глушения**, однако они, как правило, конструктивно несовершенны и ненадёжны в работе, поэтому в большинстве случаев применяются жидкости глушения.

Глушение фонтанной скважины — закачка жидкости глушения методом прямой или обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода **циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящих потоков.** После истечения 1÷2 час (при отсутствии переливов и выходов газа) скважина считается заглушенной.

Глушение газлифтной скважины – производится практически аналогичным образом, за исключением, когда скважина оборудована пакером; в этом случае

- сначала при помощи канатного инструмента открывают **циркуляционный клапан, затем**
- **сравливают избыточное давление,**
- **закачивают** жидкость глушения в НКТ до выхода её через затрубное пространство на поверхность; затем перекрывают затрубное пространство и закачивают в пласт жидкость глушения; после этого разгерметизируют скважину, срываю́т пакер, выдерживают 1,5÷2 часа;
- **возобновляется циркуляция для удаления нефти** из подпакерной зоны,
- **подъём оборудования** проводят с доливом скважины жидкостью глушения.

Глушение скважины, оборудованной ЭЦН

- ломиком сбивают циркуляционный клапан,
- жидкость закачивают в НКТ до выхода её через затрубное пространство,
- задвижка на затрубном пространстве закрывается, и продавочная жидкость задавливается в пласт.

Жидкость глушения готовят у скважин или централизованно. **Количество её должно быть равно объёму эксплуатационной колонны.**

После выполнения подготовительных работ производятся **основные работы** – **подъём из скважины и спуск нового или отремонтированного оборудования и собственно запланированные ремонтные работы.**

По окончании ремонта выполняются заключительные работы:

- демонтаж ремонтного оборудования,
- сборка устьевого оборудования,
- промывка скважины,
- пуск скважины в работу и сдача её в эксплуатацию.

БОРЬБА С ОБВОДНЕНИЕМ СКВАЖИН

(ограничение водопритоков) – один из основных и наиболее трудоёмкий вид ремонтов скважин, поскольку обводнение добывающих скважин при жёстком водонапорном режиме; процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Причины и пути преждевременного обводнения скважин:

- прорывы воды в добывающие скважины (причины прорывов частично изучаются при ознакомлении с методами анализа разработки нефтяных залежей или в курсе «Подземная гидродинамика»); вспомним их:
- **неоднородность продуктивных пластов по проницаемости – зональная** (образуются языки обводнения по площади) и **послойная**,
- **вязкостная** и гравитационная неустойчивость вытеснения,
- наличие **подошвенной воды** и связанное с нею конусообразование,
- большой наклон пласта, вследствие чего происходит растекание закачиваемой воды и фронта вытеснения,
- наличие **высокопроницаемых каналов и трещин**, особенно в трещиновато-пористом коллекторе, вследствие чего происходит опережающий прорыв воды по высокопроницаемым трещинам,
- негерметичность эксплуатационных колонн и цементного кольца, - вследствие чего вода может поступать в скважину из верхних, средних и нижних водоносных пластов.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи – вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются **целики нефти**, к большим экономическим потерям, связанным с:

- подъёмом на поверхность, транспортировкой, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объёмов воды,
- необходимостью **ускоренного** ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти.

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ

Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют **первую группу методов** регулирования процессов

разработки, т.е. **без изменения системы воздействия и – самое главное – без бурения новых скважин, а именно:**

- **воздействие на призабойную зону пласта** с целью улучшения гидродинамического совершенства и увеличения продуктивности скважин,
- **изоляция** обводнённых пластов с целью ограничения водопритоков в добывающих скважинах,
- **выравнивание** и расширение профилей притока и закачки воды или газа по толщине пласта соответственно в добывающих и нагнетательных скважин,
- **изменение (оптимизация)** технологических режимов работы скважин:

- **добывающих:**

- **увеличение** (форсированный отбор) или ограничение подачи подъёмного оборудования,
- **отключение** высокообводнённых скважин,
- **периодическое изменение** отборов жидкости и др.

- **нагнетательных:**

- **увеличение или уменьшение (ограничение) объёмов закачки,**
- **повышение** давления нагнетания,
- **перераспределение** объёмов закачки по скважинам,
- **ОРЭ, короче говоря,** всё то, что называют гидродинамическими методами повышения нефтеотдачи.

Чёткое формулирование целей изоляционных работ, обоснованный выбор метода и технологии его осуществления могут быть выполнены только при наличии ясных представлений о путях обводнения скважин.

Для изучения путей поступления применяют промыслово-геофизические методы исследования скважин:

- **в необсаженных или обсаженных** неметаллическими (полиэтиленовыми) трубами – электрокаротажи,
- **в обсаженных:**
 - методы закачки **радиоактивных индикаторов (изотопов),**
 - **термометрия,**
 - **импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и др.**

Однако эти методы ещё не всегда надёжны. Поэтому вопрос о возможности **изоляции** притока воды зачастую приходится решать опытным путём на основании результатов самих изоляционных работ.

Классификация изоляционных работ и методов изоляции – в зависимости от цели работ различают три вида работ:

- **ликвидация негерметичности обсадных колонн и цементного кольца,**
- **отключение отдельных пластов,**
- **отключение отдельных обводнённых (выработанных) интервалов пласта независимо от их местоположения по толщине и характера обводнения (подошвенная вода, контурная, закачиваемая, а также сюда относится регулирование профиля закачки воды в нагнетательных скважинах).**

Пути притока воды и её поглощения:

- **поры,**
- **трещины,**
- **каверны и другие каналы различного размера.**

Методы изоляции притока и регулирования профиля приёмистости воды с технологической точки зрения по степени дисперсности (способности растворения в воде) изолирующих (тампонирующих) материалов делятся на четыре группы с использованием:

- **фильтрующихся в поры пласта тампонирующих растворов,**
- **суспензий тонкодисперсных тампонирующих материалов,**
- **суспензий гранулированных (измельчённых) тампонирующих материалов,**
- **механических приспособлений и устройств.**

Поступление частиц тампонирующих материалов в поры зависит в основном от соотношения размеров (диаметров) пор $d_{\text{п}}$ и диаметров частиц $d_{\text{ч}}$.

Если

$$d_{\text{п}} > 10 d_{\text{ч}} \text{ или } \frac{d_{\text{п}}}{d_{\text{ч}}} > 10,$$

то дисперсные частицы свободно перемещаются по поровым каналам; если

$$d_{\text{п}} < 3 d_{\text{ч}} \text{ или } \frac{d_{\text{п}}}{d_{\text{ч}}} < 3,$$

то проникновение частиц в поры отсутствует;

если используются тонкодисперсные материалы для пор, т.е. когда

$$3 < \frac{d_n}{d_q} < 10,$$

то происходит кольматация пор, т.е. намыв на их поверхность тонкодисперсных частиц при фильтрации жидкости, которая (кольматация) особенно сильно проявляется при

$$d_n < 5 d_q \text{ или } \frac{d_n}{d_q} < 5.$$

Считается, что частицы свободно передвигаются по трещине, если раскрытие (ширина) трещины

$$d_T > 2 d_q \text{ или } \frac{d_m}{d_q} > 2.$$

Для тампонирувания трещин применяются **гранулированные (измельчённые)** материалы. **Тонкодисперсные** материалы для трещин применяются при соотношении

$$1 < \frac{d_m}{d_q} < 2.$$

ТАМПОНИРУЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Их предложено много.

Механизмы создания тампонирующих барьеров основаны на известных физических явлениях и химических реакциях:

- **взаимодействие** реагентов между собой или с пластовыми жидкостями,
- **полимеризация**,
- поликонденсация,
- диспергирование,
- плавление,
- кристаллизация,
- кольматация (намыв),
- гидрофобизация и др.

В результате осуществления этих процессов и реакций **тампонирующий барьер** может быть представлен:

- гелем,
- эмульсией,
- пеной,
- дисперсным осадком,
- твёрдым телом.

Этот барьер должен выдерживать создаваемые в пласте градиенты давлений.

Тампонирующие материалы создаются на основе:

- **различных смол:**
 - ТСД-9,
 - ТС-10 и др.,
- **растворов полимеров:**
 - гипан,
 - ПАА,
 - латекс,
 - томпакрил и др.,
- **органических соединений:**
 - вязкая дегазированная нефть,
 - углеводородные растворители, насыщенные мазутами, битумом, парафином,
 - эмульсии нефти,
 - нефтесернокислотные смеси и т.д.,
- **кремнистых (различных силикатов) и других неорганических соединений:**
 - силикат натрия,
 - кальцинированная сода (CaCO_3) и т.д.,

а также сочетаний этих материалов.

Дисперсной средой суспензий служат жидкости на водной или углеводородной основе, а также фильтрующиеся в поры тампонирующие материалы.

В качестве дисперсной фазы (наполнителя) используются всевозможные частицы в виде:

- порошков,
- гранул,
- кусков,
- волокон,
- стружек
- цемента,
- глины,
- парафина,
- высокоокисленных битумов,
- скорлупы орехов,

- полимеров,
- магнезия
- древесных опилок,
- кожи,
- асбеста,
- гашёной извести
- песка,
- гравия,
- утяжелённого бурового раствора,
- резины (резиновая крошка),
- нейлоновые шарики и др.

Кроме того, используются механические приспособления:

- пакеры-пробки,
- взрывные пакера,
- неокреновые (синтетические) патрубки-летучки,
- хвостовики,
- дополнительные колонны меньшего диаметра и т.д.

По механизму закупоривания пористой среды методы изоляции делятся на:

- селективные (выборочные) и
- неселективные.

Методы селективной изоляции делятся ещё на две группы:

- селективные изолирующие реагенты, **образующие закупоривающий** поровое пространство осадок, **растворимый в нефти и нерастворимый в воде,**
- изолирующие реагенты селективного действия, **образующие закупоривающий** поровое пространство материал только при смешении с **пластовой водой и не образующие закупоривающих материалов при смешении с пластовой нефтью.**

Каждый метод изоляции имеет свои области применения, устанавливаемые опытным путём, но наиболее широкое применение нашли следующие методы:

- **цементные суспензии** – они не фильтруются в пористую среду и могут заполнять каналы размером более 0,15 мм и
- **ТСД-9** – они фильтруются в пористую среду и **отвердевают во всём объёме порового пласта.**

ЛИКВИДАЦИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА

Основная причина нарушения обсадных колонн – **коррозия наружной и внутренней поверхности труб** в агрессивной среде пластовых и сточных вод.

Нарушения, как правило, имеют вид **щелей, расположенных вдоль образующих труб**; ширина их достигает 5 см, длина – одного метра.

Иногда бывают негерметичными **резьбовые соединения**, что связано с недовинчиванием труб.

Основная причина негерметичности цементного кольца - низкое качество цементирования из-за:

- **применения нестандартного цемента,**
- **приготовления цементных растворов с завышенным водоцементным отношением.**

Ликвидацию негерметичности проводят закачкой растворов изоляционных материалов непосредственно в нарушение, а также через существующий интервал перфорации продуктивного пласта или интервал специально создаваемых отверстий (рис....).

Для этого в скважину спускают НКТ до уровня нижней границы предварительно созданного цементного (смоляного) стакана (моста). Затем прокачивают расчётный объём раствора, проталкивают и вытесняют его в кольцевое пространство до выравнивания жидкости в трубах и кольцевом пространстве.

Затем трубы поднимают на высоту оставляемого в колонне цементного стакана, вымывают излишек раствора (т.н. «контрольная срезка») и задавливают изоляционный материал за колонну. Скважину герметизируют и оставляют на время, необходимое для отверждения изоляционного материала, разбуривают мост (пробку) из этого материала, перфорируют пласт и пускают скважину в эксплуатацию.

Аналогичным образом изолируют:

- **верхние или нижние воды, создают цементный стакан на забое или цементный мост,**
- **изолируют фильтр при возврате скважины на выше- или нижележащий пласт (возвратные работы),**
- **цементируют дополнительную колонну или хвостовик в скважине,**
- **ликвидируют перетоки закачиваемой воды в непродуктивные пласты в нагнетательных скважинах,**

- осуществляют крепление неустойчивых пород в призабойной зоне,

(раздел, похоже не завершён...)

ОТКЛЮЧЕНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Различие геолого-физических характеристик пластов (толщины, коллекторские свойства, свойства пластовых жидкостей и др.) **обуславливают разновременность их выработки (обводнения) и, следовательно, необходимость** отключения каждого выработанного (обводнённого) пласта с целью обеспечения нормальных условий выработки **остальных**

Отключение отдельных пластов может быть достигнуто созданием в отключаемом пласте непроницаемой оторочки вокруг ствола скважины установкой:

- «летучек», т.е. перекрытием интервала отключаемого пласта трубой меньшего диаметра с последующим цементированием её,
- продольно-гофрированных патрубков,
- пакеров.

Отключение нижних пластов может ещё осуществляться созданием забойной пробки (непроницаемого моста).

При отключении средних или верхних пластов в интервалах **ниже подошвы отключаемого пласта** создают в колонне искусственные пробки:

- песчаные,
- глиняные,
- глинопесчаные,
- цементные,
- резиновые,
- резинометаллические,
- деревянные.

ОТКЛЮЧЕНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ОБВОДНЁННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПОРИСТОГО ПЛАСТА

Это мероприятие эффективно при условии, что продуктивный пласт **чётко разделён на пропластки, обособленные друг от друга не-**

проницаемыми прослоями на участке, дренируемом данной скважиной.

В монолитных пластах применяется закачка изолирующего реагента по всей толщине продуктивного пласта с последующим разбуриванием стакана из изолирующих материалов и перфорацией необходимых интервалов.

ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИТОКА ВОДЫ В ТРЕЩИНОВАТЫХ И ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Преждевременное обводнение скважин, эксплуатирующих такие в пласты, связано с прорывами воды по высокопроницаемым трещинам. Малоэффективными оказались работы с использованием материалов, которые **не образуют объемно-связанный тампон** и обладают низким градиентом сдвига, что сопровождается **их выносом** из трещин при эксплуатации скважин. Более эффективно использование цементных и пеноцементных суспензий, вязкоупругих составов на основе ПАА.

(раздел, похоже, не завершён, см.Бойко, с.375)

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ ВОДЫ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

В призабойной зоне нагнетательных скважин всегда **существует система трещин**, раскрытость и протяжённость которых определяется репрессией и прочностными характеристиками породы.

Как правило, проницаемости трещин существенно разнятся.

Тампонирующее высокопроницаемых трещин вызывает движение воды **в обход по менее проницаемым** трещинам и новым трещинам.

Аналогичные явления происходят и в призабойной зоне добывающих скважин.

Работы считаются эффективными, если удалось уменьшить поступление **в один узкий интервал** пласта и **обеспечить или увеличить поступление её в другие интервалы**.

Этого можно достичь закачкой суспензии водонерастворимых гранулированных материалов:

- рубракса,
- высокоокисленного битума,

- частично гранулированного магния и др., гранулометрический состав которых соответствует раскрытости трещин.

БОРЬБА С ОБРАЗОВАНИЕМ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Это одна из старейших **проблем** нефтяной промышленности (Азербайджан, Краснодар, Туркмения, Зап.Сибирь, а также при осуществлении теплового воздействия на пласт).

Песок (частицы породы) выносятся из пласта в ствол скважины в результате разрушения пород, обычно рыхлых, слабосцементированных, под воздействием фильтрационного напора при определённой **скорости фильтрации или градиенте давления**.

Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, обвалу пород и, как следствие, - к **деформации** (смятию) эксплуатационных колонн и нередко к выходу скважины из строя.

Песок, поступающий в скважину, **осаждаясь на забое, образует пробку**, которая существенно снижает дебит скважины, а иногда дебит прекращается.

Удаление пробки требует проведения трудоёмких работ, что, естественно влечёт за собой простои и потери в добыче нефти.

Песок, выносимый из пласта, приводит также к усиленному **износу** эксплуатационного оборудования.

Существующие методы борьбы с пробкообразованием можно разделить на три группы:

- **предотвращение поступления песка в скважину,**
- **вынос песка с забоя на поверхность и приспособление оборудования к работе в пескопроявляющих скважинах,**
- **ликвидация песчаных пробок.**

МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПОСТУПЛЕНИЯ ПЕСКА В СКВАЖИНУ:

- **уменьшение дебита или увеличение забойного давления и, как следствие, депрессии, скорости фильтрации и напряжения в породе.**

Однако в этих условиях эксплуатация нередко становится **нерентабельной**. Поэтому применяют в основном различные **забойные фильтры** или осуществляют **крепление пород в призабойной зоне**.

По конструкции и технологии изготовления фильтры бывают трубные и гравийные (см. рисунки...).

Трубные фильтры спускают в скважину на обсадной трубе или с помощью НКТ. Они (трубные фильтры) бывают:

- **простые** – с круглыми или щелевыми отверстиями различного диаметра и ширины и
- **сложные** – когда на простые фильтры наматывается проволока (проволочные фильтры),
- **кольцевые,**
- **металлокерамические и др.**

Гравийные фильтры создаются:

- **на поверхности** – слой гравия фракций $4 \div 6$ мм располагается в зазоре $20 \div 25$ мм между двумя керамическими трубами (рис...) и
- **в скважине** – когда намывается слой твёрдых частиц за стенками перфорированной трубы. Для хорошего задержания частиц, составляющих скелет породы (песка), необходимо выдерживать следующие соотношения:

$$\frac{D_{50}}{d_{50}} = 5 \text{ и } \delta < D_{100},$$

где D_{50} и D_{100} – диаметр зёрен гравия, соответствующие 50 %-м и 100 %-м точкам **гранулометрической** кривой распределения их диаметров, d_{50} – аналогично диаметру зёрен песка породы, δ – ширина щели трубы.

КРЕПЛЕНИЕ ПОРОД ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Производится связыванием между собой различными веществами:

- **цементным раствором,**
- **раствором цементно-песчаной смеси,**
- **фенолформальдегидной смолой и т.д.**

путём их закачки через НКТ в призабойную зону; в качестве **отвердителя** используют $15 \div 20$ %-й раствор **соляной кислоты**.

ВЫНОС ПЕСКА НА ПОВЕРХНОСТЬ И ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ К РАБОТЕ В ПЕСКОПРОЯВЛЯЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Для этого задают **высокие дебиты**, подбирают соответствующие диаметры труб и конструкции подъёмников при фонтанной и газлифт-

ной эксплуатации, используют трубчатые штанги, песчаные якоря, подлив жидкости и т.д.

Дело здесь заключается в том, что скорость потока жидкости в пределах от нижних до верхних отверстий интервала перфорации (фильтра) возрастает от нуля до максимального значения, соответствующего дебиту скважины. Последовательно она становится равной скорости **псевдосжижения** $W_{взв}$ и скорости уноса $W_{ун}$.

Ниже $W_{взв}$ в стволе существует насыпной слой пласта, затем до уровня $W_{ун}$ – псевдосжиженный, а дальше песчинки движутся совместно с жидкостью. В ходе эксплуатации скважины часть поступающих из пласта частиц осаждается в стволе, высота пробки увеличивается, дебит скважины при этом уменьшается, условия выноса песка ухудшаются.

Вынос частиц на поверхность отмечается при соблюдении неравенства

$$\frac{W_{жс}}{W_{св}} \geq 2 \div 2,5, \quad (9.69)$$

где $W_{ж}$ – скорость восходящего потока ГЖС,
 $W_{св}$ – скорость свободного осаждения песчинки.

Различие плотности фаз при их движении обуславливает скорость осаждения песчинок...

(раздел не завершён, с.378, Бойко)

ЛИКВИДАЦИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

осуществляется периодической промывкой жидкостью или чисткой гидробуром (гидромонитором).

В качестве промывочной жидкости применяют **нефть, воду, обработанную ПАВ**, буровой раствор, аэрированную жидкость, пену, плотность которых соответствует пластовому давлению.

Промывка основана на использовании энергии **струи закачиваемой жидкости**. Возможны прямая, обратная, комбинированная и непрерывная промывки.

Для улучшения разрыхления пробки на конец НКТ навинчивают различные **наконечники – кососрезанную трубу («перо»), насадку, фрезу и др.**

При промывке трубы подвешивают на **вертлюге подъёмника**, а жидкость поступает по промывочному шлангу.

Гидравлический расчёт промывки сводится к определению потерь давления (напора) при движении жидкости по трубам и затрубному пространству.

Применяют также турбобур, которым ударяют о поверхность пробки, при этом долото разрыхляет её.

БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНОВ И АСФАЛЬТЕНОВ

Вдоль пути движения нефти уменьшается температура и давление, выделяется газ, поток жидкости охлаждается, **снижается** растворяющая способность нефти, выделяется твёрдый парафин, **маслообразные асфальтены** и смолы.

Их отложения возможны по всему пути движения нефти – в призабойной зоне, НКТ, шлейфе сборного трубопровода и резервуара. Но наиболее активно отлагаются на НКТ. Толщина парафинового слоя увеличивается с нуля на глубине 900 ÷ 300 м до максимума на глубине 200 ÷ 50 м, а затем за счёт смыва отложений потоком.

Процесс отложения парафина имеет **адсорбционный характер**, поэтому различные **покрытия** труб гидрофильными (полярными) лакокрасочными (лак бакелитовый, эпоксидные смолы, стекло, стеклоэмаль) оказались эффективными.

Другие методы борьбы с отложениями парафинами: химические – они способствуют гидрофилизации поверхности, поверхностно-активные вещества (ПАВ – реагенты ХТ-8 и др.), магнитное поле, термические (тепловые) методы и механические (скребки).

ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ И БОРЬБА С НИМИ

Они могут происходить на всём пути движения воды в пласте, скважине, трубопроводах и оборудовании установок подготовки нефти.

В основном наблюдаются при внутриконтурном заводнении **прессными водами** из-за обогащения их сульфатами SO_4^{2-} при контакте с остаточными водами и растворами минералов.

Причины отложения солей:

- химическая несовместимость вод (например, щелочных с жёсткими), поступающих в скважину из различных горизонтов или пластов,
- перенасыщение вводно-солевых систем при изменении термодинамических условий.

Основными компонентами солей являются:

- гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$,
- CaCO_3 ,
- MgCO_3 и др.

Все методы борьбы с отложениями солей делятся на две группы:

- **предотвращения** выпадения солей – применение различных ингибиторов солеотложений, например, СНПХ-5301 и др.,
- **удаление** образовавшихся солеотложений – в основном соляной кислотой.

КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

Консервация скважин – это **временное прекращение эксплуатации скважины с обеспечением возможности повторного (последующего) ввода** её в эксплуатацию. Причины консервации могут быть самыми различными – удалённость скважины от действующих промысловых коммуникаций, отсутствие обустройства, высокий газовый фактор или обводнённость и др. Консервация скважин согласовывается с органами Госгортехнадзора РФ.

При консервации скважин они **заглушаются и заполняются** промывочной жидкостью (буровой раствор, вода), обработанные ПАВ. Она (промывочная жидкость) должна обеспечить давление на пласт на $5 \div 10$ % выше пластового, - если оно не превышает гидростатического давления и на $10 \div 15$ %, - если превышает.

В стволе скважины **выше верхних отверстий перфорации устанавливают цементный мост высотой 25 м.**

Для предотвращения замерзания устье и верхняя часть колонны **заполняются незамерзающей жидкостью** – дизельное топливо (солярка), 30 %-й раствор CaCl_2 , нефть и т.д.

ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

В ликвидируемых скважинах (по геологическим или техническим **причинам**) при возможности **вырезают и извлекают спущенные в них обсадные трубы**, а ствол цементируют, заливают глинистым раствором или засыпают **сухой** глиной. Вскрытые проницаемые пласты перекрывают цементными пробками (мостами).

На устье скважины устанавливают **бетонную тумбу размером $1 \times 1 \times 1$ м и репер из трубы** – получается точка с точными географическими координатами.

Выше. Спуск колонны меньшего диаметра вовнутрь обсадной колонны производится, когда число нарушений больше двух и нет возможности извлечения старой колонны для её замены.

ЗАРЕЗКА ВТОРЫХ СТВОЛОВ

НЕКОТОРЫЕ ИНСТРУКТИВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН

ОХРАНА НЕДР И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ОХРАНА НЕДР ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Общие положения

- Весь комплекс ремонтных работ на скважинах осуществляется по **индивидуальным планам**. В процессе ремонта могут составляться дополнительные планы.
- На проведение операций по **цементированию скважин** составляется отдельный план, в котором отражаются:
 - исходные данные,
 - расчёт тампонажного материала и
 - технология осуществления цементирования.

Подготовка скважины

Производится установка подъёмного сооружения и планировка местности вокруг скважины.

С целью глушения эксплуатационного горизонта скважина заполняется минерализованной водой или глинистым раствором плотностью

$$\rho_{ж.г\lambda} = \frac{(P_{пл} + 1) \cdot 10^6}{g \cdot H_{скв}}, \text{кг} / \text{м}^3.$$

(не завершено, «Сборник инструкций», с.6)

Производится шаблонирование обсадной колонны и очистка забоя скважины от посторонних предметов (*это, видимо, в раздел о зарезке второго ствола*).

ТЕХНИКА РЕМОНТА

14.2.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН; ПОДЪЁМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И МЕХАНИЗМЫ. АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕХАНИЗАЦИЯ СПУСКО-ПОДЪЁМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

В зависимости от вида и цели предстоящего текущего или капитального ремонтов скважин применяют соответствующие оборудование и инструмент.

Принципиальная схема размещения комплекса оборудования приведена на рис. 10.1. (*не завершено – Бойко, с.386*)

В состав комплекса входят:

- вышечное сооружение с рабочей площадкой и мостками,
- подъёмная лебёдка,
- талевая система,
- ротор,
- вертлюг,
- насосная установка,
- противовыбросовая оборудование,
- инструмент – устьевой и подземный.

В зависимости от вида и сложности работ комплектность оборудования может быть разной.

Оборудование и инструмент для ремонта

При подземном ремонте приходится поднимать трубы и штанги **больших масс**, что вызывает необходимость применения подъёмного оборудования большой **грузоподъёмности** (до $50 \div 100$) и, следовательно, **громоздкого и тяжёлого**. К основному оборудованию, при помощи которого проводят спускоподъёмные операции, относятся лебёдки различной грузоподъёмности.

Если на транспортной базе монтируется **только одна лебёдка**, то такой механизм называют **подъёмной лебёдкой** или **подъёмником**.

Если лебёдка монтируется совместно с:

- вышкой,
- талевой системой и другим оборудованием на транспортной базе, тогда оборудование в целом называют подъёмной установкой или агрегатом, а
- при более полной комплектации (насосом, ротором, вертлюгом и др.) – комплексом подъёмного оборудования.

В нефтепромысловой практике при текущем и капитальном ремонте нашли применение:

(раздел не завершён)

РЕМОНТ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНСТРУМЕНТА, СПУСКАЕМОГО НА ТРОСЕ

Для текущего ремонта фонтанных и газлифтных скважин без их глушения и подъёма НКТ применяется метод канатной техники, обеспечивающий экономию трудовых затрат и сокращение продолжительности ремонта.

Сущность его состоит в том, что работы в скважине проводят с помощью инструмента, спускаемого в НКТ на проволоке (тросе или канате). Этим методом можно осуществлять:

- установку и извлечение газлифтных клапанов, а также
- предохранительных, обратных (приёмных), ингибиторных клапанов,
- глухих пробок, которые ставятся вместо клапанов...

(раздел не завершён)

15. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ

15.1. Необходимость искусственного воздействия на залежь путём поддержания пластового давления (ППД) с целью увеличения темпов и полноты отбора запасов нефти из залежи.

Эта необходимость обусловлена необходимостью восполнения истощающейся естественной пластовой энергии.

15.2. Основные методы воздействия на залежи. ППД закачкой воды как важнейшее средство воздействия на залежь.

Методы воздействия – закачка воды (основной), воздуха и газа.

15.3. Основные характеристики процесса ППД закачкой воды.

15.3.1. Принципы размещения скважин.

Наиболее эффективно – **законтурное заводнение** путём нагнетания воды в специальные скважины, расположенные за контуром нефтеносности. При этом вытеснение нефти осуществляется **оторочкой естественных вязких рассолов** (пластовых вод) с сохранением начальных термобарических условий на контакте «нефть-вода».

Поскольку при нагнетании воды создаётся искусственный контур питания, приближённый к зоне разработки пласта, возникает вопрос о наиболее целесообразных расстояниях между добывающими и нагнетательными скважинами.

Удаление нагнетательных скважин от добывающих благоприятно в том отношении, что **большие градиенты давления, создаваемые вблизи нагнетательных скважин, не отражаются на форме контура нефтеносности и не способствуют прорыву языков воды.**

Однако увеличение расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами больше $1,5 \div 2,0$ км делает искусственный контур питания малоэффективным из-за больших фильтрационных сопротивлений. Иногда геологические особенности пласта обуславливают расстановку нагнетательных скважин непосредственно на контуре нефтеносности (**приконтурное нагнетание**) или **внутри** его (**внутриконтурное заводнение**). При этом число нагнетательных скважин увеличивается по сравнению с **законтурным заводнением** при сравнительно **небольшой интенсивности** закачки воды в каждую из них – для предотвращения **прорыва** воды при повышенных **градиентах давлений** в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Разновидностями внутриконтурного заводнения могут быть различные варианты «центрального или осевого заводнения», когда вода закачивается через группу сравнительно тесно расположенных нагнетательных скважин в центре залежи; в этом случае первоначальный очаг обводнения имеет малую площадь, что значительно облегчает и упрощает освоение и проведение процесса заводнения, в частности при ухудшенной проницаемости законтурной зоны залежи; иногда можно применять нагнетание воды внутри контура в линейную или кольцевую батарею скважин.

15.3.2. Среднее давление на линиях нагнетания и отбора (см. схемы)

15.3.3. Определение объёмов нагнетаемой воды, давления нагнетания и сроков обводнения рядов скважин

При законтурном заводнении при равенстве суммарного объёма отбираемой жидкости из пласта ($\Sigma q_{\text{ж}}$) и количества нагнетаемой в пласт воды ($\Sigma q_{\text{нагн}}$)

$$\Sigma q_{\text{ж}} = \Sigma q_{\text{нагн}}$$

давление на линии нагнетательных скважин ($P_{\text{н}}$) будет равно давлению на контуре питания ($P_{\text{к}}$), т.е.

$$P_{\text{н}} = P_{\text{к}}.$$

Всё количество отбираемой жидкости компенсируется закачкой воды, и между контуром питания (природным) и линией нагнетательных скважин движения жидкости не будет. При этом линию нагнетательных скважин можно принять за контур питания, что упрощает расчёты.

При высоком пластовом давлении за счёт притока жидкости из-за естественного контура питания иногда требуется только частичная компенсация потери пластовой энергии. При этом объём нагнетаемой жидкости может быть меньше суммарного отбора жидкости из пласта, т.е.

$$\Sigma q_{\text{ж}} - \Sigma q_{\text{нагн}} = q_{\text{прит}},$$

$q_{\text{прит}}$ — количество жидкости, притекающее к зоне разработки пласта из области питания.

На линии нагнетательных скважин давление будет меньше давления на контуре области питания.

Увеличить объём отбираемой из пласта жидкости можно повышением давления на линии нагнетательных скважин. При этом будут по-

тери вследствие ухода воды за линию нагнетательных скважин, т.к. повышение давления на линии нагнетания по сравнению с давлением на контуре питания возможно лишь тогда, **когда объём нагнетания превышает** суммарный отбор жидкости.

На **единицу** добавочно полученной жидкости за счёт повышения давления на линии нагнетания **придётся** нагнетать несколько **единиц** объёма воды.

Увеличение суммарного дебита добывающих скважин ($\Delta q_{ж}$) по сравнению с тем отбором $\Sigma q_{ж}$, который был бы при давлении на линии нагнетания, равном контурному давлению, обеспечивающему равенство отбора и закачки, определяется по формуле

$$\Delta q_{ж} = \frac{2\pi \cdot K_{np} \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_n}{R_1}}, \quad (4.1)$$

где ΔP – превышение давления на линии нагнетания над начальным пластовым,

R_n – радиус батареи нагнетательных скважин,

R_1 – радиус первого добывающего ряда скважин.

Аналогично **определяется** уход жидкости за пределы залежи (утечки за контур нефтеносности) $\Delta q_{ут}$ из-за превышения давления на линии нагнетания над пластовым

$$\Delta q_{ут} = \frac{2\pi \cdot K_{np} \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R}{R_n}}, \quad (4.2)$$

где R – **радиус условного контура** питания, на котором сохраняется постоянное давление; этот радиус при превышении объёма нагнетания над величиной отбора жидкости постоянно увеличивается.

Таким образом, суммарное повышение объёма нагнетаемой жидкости ($\Delta q_{нагн}$) при превышении давления на линии нагнетания над начальным пластовым **расходуется на увеличение** отбора жидкости $\Delta q_{ж}$ и утечку $\Delta q_{ут}$, т.е.

$$\Delta q_{нагн} = \Delta q_{ж} + \Delta q_{ут}. \quad (4.3)$$

Удельный расход добавочного нагнетаемого в пласт агента, характеризующий эффективность увеличения давления на линии нагнетания над пластовым

$$\Delta q_{\text{нагн}}^{\text{уд}} = \frac{\Delta q_{\text{нагн}}}{\Delta q_{\text{ж}}} = 1 + \frac{\Delta q_{\text{ут}}}{\Delta q_{\text{ж}}} = 1 + \frac{\ln \frac{R_n}{R_1}}{\ln \frac{R}{R_n}} \quad (4.4)$$

свидетельствует о том, что для добычи единицы дополнительной жидкости требуется закачивать больше, чем единица воды в связи с утечками за контур и о том, что удельный расход нагнетаемой воды со временем **уменьшается**, т.к. радиус условного контура питания R со временем **возрастает**, о чём говорилось выше.

И действительно опыт показывает, что в начальный период на добавочно получаемой из пласта нефти нужно $5 \div 6 \text{ м}^3$ воды, а после того, как процесс воды станет установившимся добавочная закачка должна составить $\approx 2 \text{ м}^3$ воды на 1 м^3 отбираемой жидкости.

Условия работы нагнетательных скважин при любом соотношении между объёмами отбора и нагнетания можно установить из формулы, полученной методами ЭГДА при законтурном и приконтурном заводнении (основное уравнение процесса заводнения)

$$\frac{2\pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h \cdot (P_n - \bar{P}_n) \cdot \xi}{\mu} = q_{\text{нагн}} \cdot \frac{\sigma_n}{\pi \cdot R_n} \cdot \ln \frac{\sigma_n}{\pi \cdot r_n}, \quad (4.5)$$

где P_n – **давление на забое** нагнетательной скважины во время её работы,

$\bar{P}_n$ – **давление** на линии нагнетательных скважин, равное контурному давлению $P_k = P_{\text{пл.н}}$ при $q_{\text{нагн}} = \sum q_{\text{ж}}$ или $\bar{P}_n \geq P_k$, когда имеется **утечка закачиваемой жидкости за контур питания или приток от него**,

ξ – **коэффициент загрязнения призабойной зоны**, который определяется из опытных данных. В первом приближении для определения ξ можно пользоваться данными работы [26], где приводятся зависимости ξ от давления на устье нагнетательных скважин P_y , кгс/см² ($P_y = P_n - P_{\text{ст}} - P_{\text{тр}}$):

- **для внутриконтурных нагнетательных скважин**

$$\xi_{\text{вн}} = 12,084 - 0,047 P_y,$$

(например, при $P_y = 220 \text{ кгс/см}^2$ $\xi_{\text{вн}} = 1,744$),

- **для законтурных нагнетательных скважин**

$$\xi_{\text{зак}} = 4,045 - 0,015 P_y;$$

в промышленной практике необходимо, как правило, определять P_y , $Q_{\text{нагн}}$ и σ_n ;
 μ – вязкость закачиваемой воды,
 $Q_{\text{нагн}}$ – суммарный объём нагнетаемой в пласт воды; величина

$$\frac{q_{\text{нагн}}}{n_n}$$

носит название «**приёмистость нагнетательной скважины**»;
 σ_n – половина расстояния между нагнетательными скважинами,
 R_n – радиус нагнетательной батареи (кольцевого ряда нагнетательных скважин),
 r_n – радиус нагнетательной скважины.

Число нагнетательных скважин определяется из соотношения

$$n_n = \frac{2\pi \cdot R_n}{2\sigma_n} = \frac{\pi R_n}{\sigma_n}.$$

Задаваясь двумя из трёх величин (ниже обозначены «!»), можно определить третью (ниже обозначена «?») по формуле (4.5).

Например,

- $P_y = ?$; $q_{\text{нагн}} = !$; $\sigma_n = !$
- $q_{\text{нагн}} = ?$; $P_y = !$; $\sigma_n = !$
- $\sigma_n = ?$; $P_y = !$; $q_{\text{нагн}} = !$;

Решим численный пример расчётов по формуле (4.5).

Исходные данные

$K_{\text{пр}} = 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $\bar{P}_n = 10 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\xi = 1$, $\mu = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $R_n = 2000 \text{ м}$,
 $r_n = 0,1 \text{ м}$, $h = 10 \text{ м}$.

Подставим численные значения исходных данных в формулу (4.5), оставив буквенные обозначения трёх неизвестных величин:

$$\frac{6,24 \cdot 1 \cdot 10^{-12} \cdot (P_n - 10 \cdot 10^6) \cdot 1}{10^{-3}} =$$

$$= q_{\text{нагн}} \cdot \frac{\sigma_n}{3,14 \cdot 2000} \cdot \ln \frac{\sigma_n}{3,14 \cdot 0,1};$$

проведём численные упрощения:

$$6,24 \cdot 10^{-9} \cdot (P_n - 10 \cdot 10^6) = q_{\text{нагн}} \cdot \sigma_n \cdot 10^{-5} \cdot 15,9 \cdot \ln 3,18 \sigma_n;$$

$$10^{-4} \cdot (P_n - 10 \cdot 10^6) = q_{\text{нагн}} \cdot \sigma_n \cdot 2,55 \cdot \ln 3,18 \cdot \sigma_n;$$

окончательно имеем:

$$10^{-4} \cdot (P_n - 10 \cdot 10^6) = 2,55 \cdot q_{\text{нагн}} \cdot \sigma_n \cdot \ln 3,18 \sigma_n. \quad (4.5a)$$

Теперь решим три вышеприведенные задачи.

$$q_{\text{нвгн}} = 10000 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,116 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\sigma_{\text{н}} = 300 \text{ м};$$

$$n_{\text{н}} = \frac{\pi \cdot R_{\text{н}}}{\sigma_{\text{н}}} = \frac{3,14 \cdot 2000}{300} = 21 \text{ скв};$$

приёмистость одной нагнетательной скважины – 478 м³/сут.

$$P_{\text{н}} = ?; P_{\text{ст}} = 10 \text{ МПа}; P_{\text{тр}} = 0,7 \text{ МПа};$$

$$10^{-4} \cdot (P_{\text{н}} - 10^7) = 2,55 \cdot 0,116 \cdot 300 \cdot 6,86.$$

$$10^{-4} \cdot P_{\text{н}} - 10^3 = 608,8;$$

$$10^{-4} P_{\text{н}} = 1608,8;$$

$$P_{\text{н}} = 16088000 \text{ Па} = 16,1 \text{ МПа}.$$

$$P_{\text{у}} = P_{\text{н}} - P_{\text{ст}} - P_{\text{тр}} = 16,1 - 10 - 0,7 = 5,4 \text{ МПа}$$

$$q_{\text{нвгн}} = ?; P_{\text{н}} = 16,1 \text{ МПа}; \sigma_{\text{н}} = 280 \text{ м}.$$

$$10^{-4} \cdot (16,1 \cdot 10^6 - 10 \cdot 10^6) = 2,55 \cdot q_{\text{нагн}} \cdot 280 \cdot 6,792;$$

$$6,1 \cdot 10^2 = 4849,49 \cdot q_{\text{нагн}}.$$

$$q_{\text{нагн}} = 0,126 \text{ м}^3/\text{с} = 10864,4 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

$$\sigma_{\text{н}} = ?; P_{\text{н}} = 17 \text{ МПа}; q_{\text{нагн}} = 0,127 \text{ м}^3/\text{с} = 11000 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

$$10^{-4} \cdot (17 \cdot 10^6 - 10 \cdot 10^6) = 2,55 \cdot 0,127 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot \ln 3,18 \sigma_{\text{н}};$$

$$700 = 0,324 \sigma_{\text{н}} \cdot \ln 3,18 \sigma_{\text{н}};$$

$$2161,5 = \sigma_{\text{н}} \cdot \ln 3,18 \sigma_{\text{н}};$$

Уравнение (4.5) по отношению к $\sigma_{\text{н}}$ является трансцендентным, и поэтому оно решается методом пробных подстановок или графически. Разделим величины $\sigma_{\text{н}}$.

$$\frac{2161,5}{\sigma_{\text{н}}} = \ln 3,18 \sigma_{\text{н}}$$

и составим таблицу

$\sigma_{\text{н}}$	$2161,5 / \sigma_{\text{н}}$	$\ln 3,18 \sigma_{\text{н}}$
200	10,8	6,455
300	7,2	6,9
310	6,972	6,893

Сроки обводнения скважин зависят от

- темпов выработки запасов,
- соотношения вязкостей нефти и воды (вытесняющего и вытесняемого агентов),

- характера распределения проницаемостей в пласте и фазовых проницаемостей и др.

Основные характеристики процесса ППД закачкой воды

- **стягивающий ряд или скважин,**
- **соотношение закачки и отбора,**
- **по возможности раннее начало,**
- **текущее пластовое давление приблизительно равно начальному.**

4.2. Основные требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде

- **высокое её качество – небольшое содержание механических примесей, эмульгированной нефти (в случае закачки сточной воды) и соединений железа,**
- **инертность коррозии оборудования и сооружений системы ППД – трубопроводов, отстойников, насосов, задвижек и т.д.**
- **отсутствие в воде сероводорода, двуокиси углерода и микроорганизмов, способствующих интенсивному развитию коррозии оборудования и существенному снижению приёмистости нагнетательных скважин.**

Пригодность воды, подлежащей нагнетанию в пласт, обычно вначале определяют в лабораторных условиях при фильтрации её через естественные образцы горных пород (керны). Более достоверные данные о качестве воды, её допустимых параметрах и оптимальном давлении нагнетания можно получить по результатам измерений глубинными расходомерами при пробных закачках воды в пласты.

При закачке пресной воды устанавливают допустимое содержание взвешенных частиц (КВЧ, мг/л) и их оптимальный размер в соотношении со средним диаметром пор пласта.

При закачке сточной воды, кроме того, необходимо установить допустимое содержание эмульгированной нефти и солей, которые могут образовывать при контакте с пластовой водой хлопья и закупоривать фильтрационную зону пласта.

Для оценки химического состава сточных вод и вод, содержащихся в продуктивном горизонте, подлежащим заводнению, **обязательно** выполняется так называемый **шестикомпонентный анализ** по определению содержания ионов – Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{+2} , Mg^{+2} , Na^+ (или

$\text{Na}^+ + \text{K}^+$), а также плотность воды и показатель концентрации водородных ионов pH.