

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических занятий
по дисциплине «Освоение и испытание скважин»
для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность (профиль) «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь 2026 г.

Содержание

1	Практическое занятие №1 Технические средства для испытания перспективных горизонтов в процессе бурения.
2	Практическое занятие №2 Расчет максимального давления на устье скважины и объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости.
3	Практическое занятие №3 Расчет объема жидкости над воздушной подушкой в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом воздушной подушки.
4	Практическое занятие №4 Определить глубины установки пусковых клапанов на колонне НКТ для вызова притока из продуктивного пласта.
5	Практическое занятие №5 Определение давления закачки рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйными аппаратами.
6	Практическое занятие №6 Расчет объемов жидкостей для гидравлического разрыва пласта и массы закрепителя трещин.
7	Практическое занятие №7 Определение расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт.
8	Практическое занятие №8 Определение скин-эффекта и отношения продуктивностей.
	Список литературы

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

Технические средства для испытания перспективных горизонтов в процессе бурения.

Выявление качественных и количественных параметров пластов, вскрываемых в процессе бурения скважин, возможно лишь при сочетании разных методов их исследований - промышленно-геофизических, гидродинамических с исследованиями кернового материала. Среди этих методов особое место занимают гидродинамические, позволяющие получить приток пластового флюида, отобрать натурные пробы, оценить характеристику коллекторских свойств пласта и степень его загрязнения в призабойной зоне.

Суть гидродинамических методов заключается в изоляции продуктивного горизонта от воздействия столба жидкости (буровой) и от остальных продуктивных горизонтов в создании перепада давления в данном объекте с целью получения движения пластового флюида со стороны массива коллектора к скважине, чтобы зарегистрировать объемную скорость притока и характер смены давления в скважине против испытываемого объекта на протяжении всего периода испытания и, конечно, отобрать представительные пробы пластового флюида.

Значение этих исследований очень велико, так как на основании их анализа удастся определить продуктивные пласты и отличить их от непродуктивных, получить информацию, позволяющую существенно сократить расходы на бурение скважин.

Для испытания объектов в открытом стволе в процессе бурения используются две группы специальных аппаратов:

- 1) аппараты, спускаемые в скважину на бурильных трубах;
- 2) аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной труб, кроме указанных выше, используются гидродинамические испытатели пластов на

базе струйных аппаратов, спускаемые в скважину также на трубах - бурильных или насосно-компрессорных.

Применение испытателей пластов (на бурильных трубах или на коротком кабеле) стало неотъемлемой частью технологического цикла строительства разведочных скважин.

Помимо всех различий в технологии испытания, цель этих методов - получение кривых притока и кривых восстановления давления.

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ

Испытатели на трубах включают следующие основные узлы: фильтр, пакер, собственно испытатель с уравнильным и главным впускным клапанами, запорный и циркуляционный клапаны. Эти испытатели предназначены для испытания скважин в одно-, двух-, многоцикловых режимах и рассчитаны для исследования скважин в открытом стволе и после спуска эксплуатационной колонны.

На рис. 1 изображена схема компоновки испытателя пласта с глубинными приборами и пробоотборником с закреплением пакера на стенках скважины.

На рис. 2, 3 изображены схемы компоновки испытателя пластов с одним и двумя пакерами и с упором фильтра ("ноги") на забой скважины

В табл. 1 представлены характеристики трех типов испытателей пластов типа КИИ двухциклового действия.

Одними из основных элементов испытателей пластов являются цилиндрические пакеры сжатия. Пакерование происходит при нагрузке на пакер от 15-30 до 150-200 кН в зависимости от диаметра скважины и свойств резины. При испытании пластов с упором на забой скважины в момент достижения хвостовиком забоя резиновый элемент пакера под нагрузкой сокращается по длине, увеличивается в диаметре и изолирует расположенную выше пакера зону от подпакерной испытываемой зоны скважины.

Таблица 1

Показатели	КИИ-2М-146	КИИ-2М-95	КИИ-М-65
Диаметр внешнего корпуса, мм	146	95	67
Диаметр скважины, мм	190-295	108-161	75-112
Диаметр пакерующего элемента, мм	170-270	95-145	67-95
Максимальная длина одного узла, м	2,3	2,5	2,575
Длина полной компоновки, м	16,2	18,18	18,465
Масса узла, кг	200	100	50
полного комплекта	120	910	325
Допустимый перепад давления на пакере, МПа	35	35	35
Допустимая забойная температура, °С	170	170	170
Допустимая осевая нагрузка, кН:			
при сжатии	300	100	45
при растяжении	600	250	150

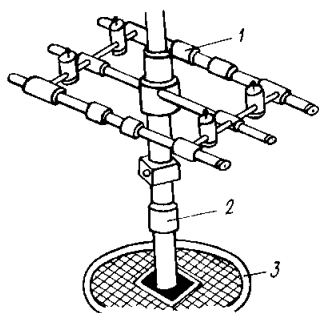


Рисунок - 1. Общая схема компоновки наполнителя пластов с закреплением пакеров на стенках скважины: 1 - устьевое оборудование; 2, 5 - бурильные трубы; 3 - ротор; 4 - сливной клапан; 6 - компенсатор; 7 - многоцикловой испытатель; 8 - прободоотборник с манометром; 9, 11 - верхний и нижний пакер соответственно; 10 - фильтр с манометром; 12 - опорный якорь; 13 - манометр

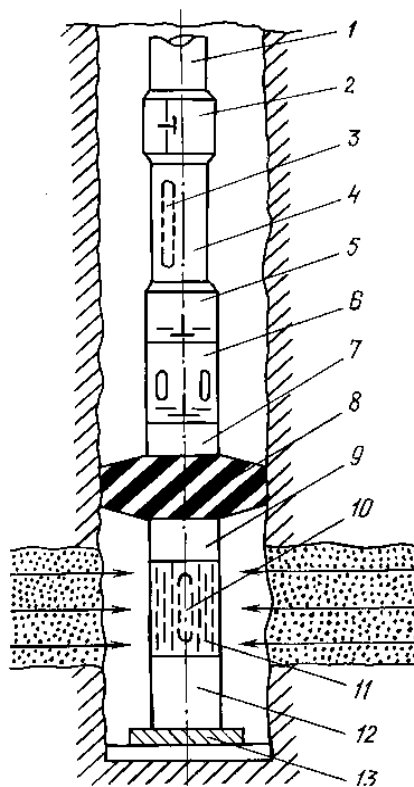
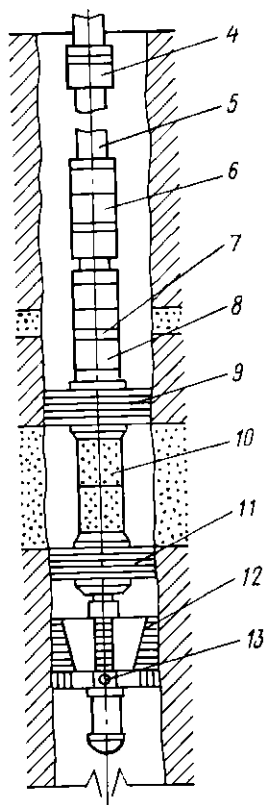


Рисунок - 2. Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1, 4 - бурильные трубы; 2 - циркуляционный клапан; 3 - верхний манометр; 5 - запорно-поворотный клапан; 6 - испытатель; 7 - ясс; 8 - пакер; 9, 12 - утяжеленная бурильная труба; 10 - нижний манометр; 11 - фильтр; 13 - опорный башмак

Испытуемые интервалы, как правило, характеризуются или полным отсутствием зоны проникновения, или небольшими ее размерами. Пакерование и испытание осуществляются с упором башмака 13 на забой скважины. В компоновке испытателя применяют один пакер 8 и фильтр 11 с манометром 10, который устанавливают против интервала испытания на бурильных трубах 1 и 4. Над пакером расположен ясс 7, испытатель 6, запорно-поворотный клапан 5, бурильные трубы 1 и 4, циркуляционный клапан 2. Вторым манометр 3 установлен над пакером. Также над пакером в бурильных трубах размещается пробоотборник. В зависимости от плана работ и интенсивности выхода газа из бурильных труб при открытии запорно-поворотного клапана испытания может проходить в одно- и двухцикловом режимах.

Основные узлы КИИ-2М-146:

Испытатель пластов ППГ-146 предназначен для вызова притока из пласта, изолированного от остальных частей скважины пакером, при сниженном противодавлении на пласт.

Ясс гидравлический применяется для облегчения снятия пакера с места по окончании испытания.

Пакер цилиндрический ПЦ-178, ПЦ-146 используется для разобщения скважины с испытанным пластом.

Фильтр Ф-146 предназначен для фильтрации жидкости, поступающей из зоны испытанного пласта сквозь испытующие приспособления.

Переводник для установления приборов ПП-146. Назначение переводника - установление глубинных приборов (манометров, термометров).

Клапан циркуляционный КЦ-146 используется с целью восстановления прямой и обратной циркуляции над испытателями пластов.

Приспособление для опрессования (ПО-000). Назначение приспособления - создание гидравлического давления в узлах ИПТ для испытания на герметичность и заполнение масляной камеры испытателя пластов.

Клапан запорно-поворотный двойного закрытия (ЗП-2-146). Его назначение - двухкратное закрытие и открытие полости бурильных труб с целью записи

при помощи глубинных манометров начальной и конечной кривой восстановления давления (КВД).

Обвязка к приспособлению для сжатия (ОПС-000). Назначение обвязки - подвод масла в приспособление для сжатия и управление его работой.

Приспособление для сжатия (ПСГ-146,000). Приспособление используется для сжатия и растяжения испытателя пластов.

Удлинитель (41.000) обеспечивает сбор по секциям для предупреждения изгиба штока при затягивании комплекса в буровую с мостков и подборе длины колонны бурильных труб.

При испытании пластов с упором на забой скважины через 30-180 с после передачи нагрузки на пакерующий элемент закрывается уравнивающий клапан и открывается впускной клапан испытателя пластов. Момент открытия клапана фиксируется на устье скважины показаниями стрелки гидравлического индикатора веса (важно не упустить колебания этой стрелки). Момент открытия клапана можно обнаружить и по резкому перемещению верхней трубы вниз. При хорошо промытом забое проседание инструмента отсутствует. Однако главным признаком открытия клапана испытателя и наличия притока из пласта следует считать выход газа (воздуха) из труб. При обнаружении продуктивного нефтяного, а тем более газового пласта интенсивный выход воздуха и газа наблюдается визуально. Для фиксации притока операторы обычно пользуются резиновым шлангом, соединяющим верхнюю муфту бурильной трубы с сосудом, заполненным водой. При этом выход пузырьков газа сквозь слой воды характеризует интенсивность притока флюида. В комплекс ИПТ входит устьевая головка, облегчающая контроль выхода газа, и отбор его проб.

Характер изменения давления, зафиксированного манометрами 16, 13 и 7 (см. рис. 3), показан кривыми I, II, III на рис. 4. Схема пробоотборника-накопителя (а) и компоновка ИПТ с пробоотборником (б) изображена на рис. 5.

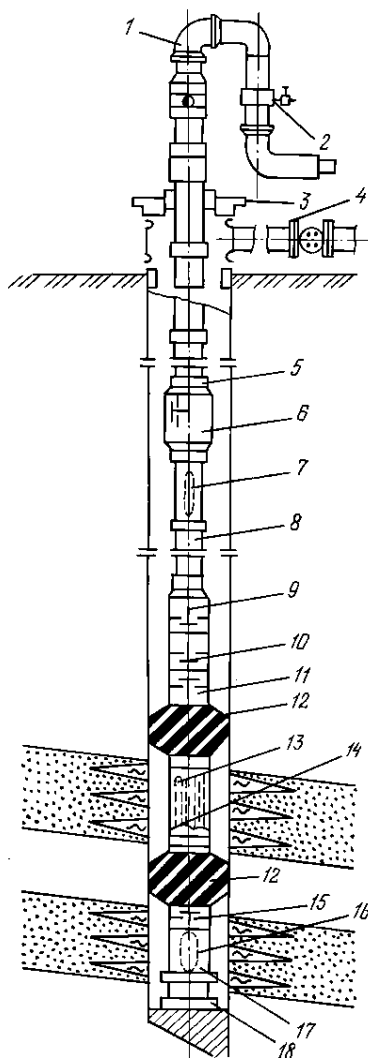


Рисунок - 3. Схема компоновки испытателя пластов с двумя пакерами и с упором "ноги" на забой скважины:

1 - быстросъемные трубы; 2 - пробный кран; 3 - стол ротора; 4 - задвижка превентора; 5 - колонна бурильных труб; 6 - циркуляционный клапан; 7 - верхний манометр; 8 - бурильная труба; 9 - запорно-поворотный двухцикловой клапан; 10 - испытатель пластов; 11 - ясс; 12 - пакер ПЦ; 13 - основной манометр для записи КВД; 14 - щелевой фильтр; 15 - уравнильный клапан; 16 - контрольный манометр; 17 - утяжеленные бурильные трубы; 18 - упорный башмак

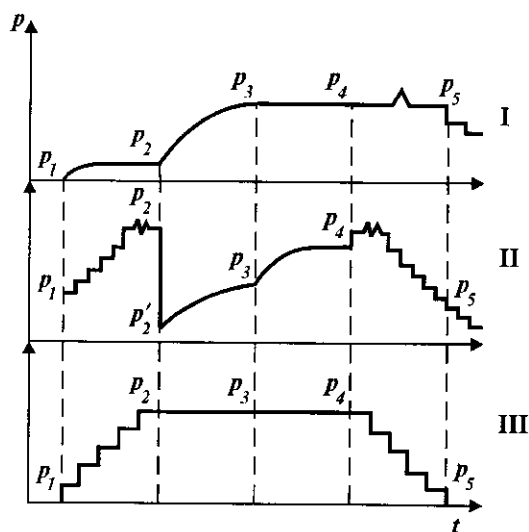


Рисунок - 4. Характер изменения давления, зафиксированного манометрами:

I - диаграмма верхнего (трубного) манометра для регистрации притока (уровня) в трубах; $p_1 - p_2$ - спуск труб, давление столба жидкости в трубах не изменяется; $p_2 - p_3$ - рост давления в период притока пластовой жидкости в трубы после пакерования и открытия клапана; $p_3 - p_4$ - прекращение притока, стабилизация давления в трубах; $p_4 - p_5$ - давление в трубах при подъеме испытателя с закрытым клапаном;

II - диаграмма манометра в фильтре: $p_1 - p_2$ - ступенчатый рост гидростатического давления при спуске испытателя; $p_2 - p_2'$ - падение давления при открытии клапана и регистрации притока $p_2 - p_3$; $p_3 - p_4$ - перекрытие притока (точка p_3) и запись КВД; $p_4 - p_5$ - срыв пакера; $p_4 - p_5$ - давление в период срыва пакера и подъема испытателя;

III - диаграмма контрольного манометра: $p_1 - p_2$ - ступенчатый рост давления гидростатического столба жидкости при пуске испытателя пласта ИПТ; $p_2 - p_3 - p_4$ - давление в подпакерной зоне в период вызова и перекрытия притока; $p_4 - p_5$ - изменение давления в процессе подъема ИПТ

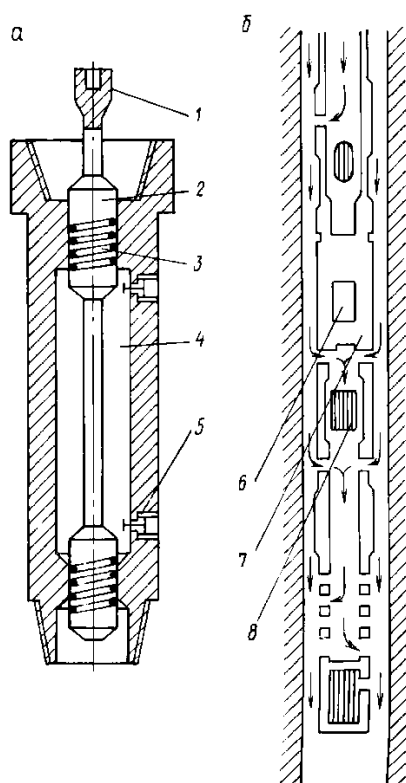


Рисунок - 5. Компонировка ИПТ и пробоотборник:

1 - шток; 2 - запорное приспособление; 3 - уплотняющие кольца; 4 - полость испытателя; 5 - клапан; 6 - запорный клапан; 7 - пробоотборник; 8 - испытатель пластов

МНОГОЦИКЛОВЫЕ ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Более усовершенствованные узлы и широкий выбор вспомогательных приспособлений входят в состав многоцикловых испытателей пластов - трубных испытателей третьего поколения. На рис. 6 изображены разные варианты компоновок этих испытателей в зависимости от необходимости решения геолого-промысловых задач и технического состояния скважины. В табл. 2 содержатся технические характеристики многоцикловых испытателей пластов. В табл. 3 представлено описание назначения основных узлов многоцикловых испытателей пластов.

Таблица 3

Параметры	МИГ-146	МИГ-127	МИК-95	МИК-80	МИК-65
Внешний диаметр, мм	146	127	95	80	67
Длина, мм:					
максимальная секции	2918	2890	2600	3470	3200
общего комплекса	27 450	27 150	21 400	23 410	16 500

Допустимая нагрузка, кН:					
сжимающая	1500	1250	600	400	200
растягивающая	700	600	450	200	1500
Крутящий момент, кН-м	10	7,5	4,9	3,9	3,1
Максимальный перепад давления, МПа	45	45	45	45	40
Максимальная температура, °С	200	200	200	200	200
Масса, кг:					
максимальная секции	235	163	120	92	78
общего комплекса	5442	5682	1810	635	540
Тип присоединительной резьбы	3-121	3-101	3-76	3-62	3-56
Диаметр скважин, мм	190-295	161-243	118-165	97-112	78-102

Таблица 4

Узел	Шифр	Назначение
Испытатель пластов скважин на трубах ИПГ		Комплекс оборудования для: испытания перспективных пластов в необсаженных скважинах с целью вызова притока из пласта; отбора проб пластовой жидкости (газа) и определения основных гидродинамических характеристик исследуемого пласта
Испытатель пластов	ИП	Основной клапанный механизм для: перекрытия внутренней полости колонны труб от скважинной жидкости при спуске и подъеме ИПТ; соединения бурильных труб с испытуемым интервалом; уравнивания давления над и под пакером перед его снятием и в процессе спуска и подъема ИПТ
Клапан запорный поворотный	ЗП	Механизм предназначен для перекрытия бурильных труб в процессе испытания с целью получения кривой восстановления пластового давления
Клапан циркуляционный	КЦ	Механизм для осуществления прямой и обратной циркуляции жидкости в любой момент процесса испытания пласта
Ясс гидравлический	ЯГ	Механизм для облегчения снятия пакера после испытания или ликвидации прихвата хвостовика ИПТ
Пакер цилиндрический	ПСГ	Узел для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины с целью изоляции испытуемого объекта от остального ствола скважины
Фильтр	Ф	Толстостенный патрубок с продольными щелями и переводниками, служащими для предупреждения забивания механическими примесями штуцера и проходных каналов ИПТ и для размещения глубинных регистрирующих приборов
Замок безопасный	ЗБ	Механизм для откручивания колонны бурильных труб и ИПТ с целью поднятия их в случае прихвата

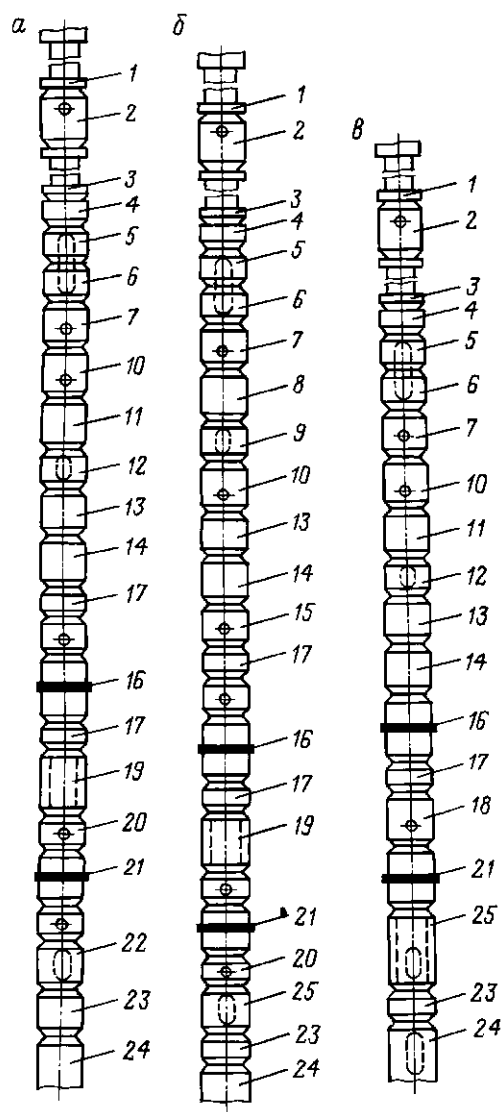


Рисунок - 6. Компоновка испытателей пластов:

а - с двумя пакерами;

б - селективного испытания объектов;

в - многоциклового испытания объектов в наклонно направленных стволах;

1, 3 - бурильные трубы; 2 - циркуляционный клапан; 4, 17, 23 - переводники; 5, 6, 9, 12, 25 - патрубки; 7 - штуцер; 8 - запорно-поворотный клапан; 10 - ИПТ; 11 - приспособление для вращения; 13 - пробоотборник; 14 - ясс; 15 - безопасный замок; 16, 21 - пакер; 18 - распределяющее приспособление; 19 - фильтр; 20 - уравнительное приспособление; 22 - фильтр; 24 - хвостовик

КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ КИОД-110

Комплекс предназначен для исследования, интенсификации и освоения объектов в скважине, обсаженной эксплуатационной колонной, а также для их доразведки. Комплекс опускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах.

Комплекс (рис. 7) включает многоцикловой испытатель пластов 8, пробоотборник 9, уравнильный клапан 12, якорь 13, секционный пакер 10 и малогабаритную устьевую головку 1.

КИОД-110 позволяет проводить исследования как с однопакерной, так и селективно с двухпакерной компоновкой, а также испытывать несколько объектов за один спуск комплекса оборудования в скважину, выполнять интенсификацию притока из пласта за счет очистки призабойной зоны пласта путем многократного гидравлического воздействия на нее чередованием депрессии и репрессии. Его конструктивные параметры позволяют работать в скважинах с гидростатическим давлением до 30 МПа.

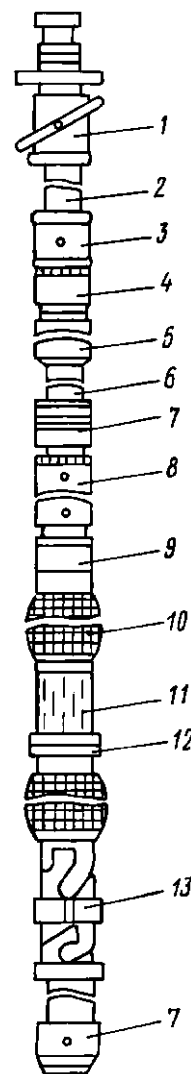


Рисунок - 7. Комплекс испытательного оборудования КИОД-110:

1 - головка устьевая ГУ-30 ш; 2, 6 - НКТ; 3 - клапан сливной КС-100; 4 - клапан перепускной КП-110; 5 - клапан заливной КЗА-110; 7 - устройство для установки скважинного манометра; 8 - испытатель пластов ИПТ-110; 9 - пробоотборник ПО-110; 10 - пакер секционный ПС-115, ПС-135; 11 - фильтр; 12 - клапан уравнильный КЗ-110; 13 - якорь ЯК-110/136, ЯК-135/156

ПРИСПОСОБЛЕНИЕ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОГО ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ УСПД-146-168

Оборудование УСПД-146-168 предназначено для испытания в многократном режиме одного или нескольких пластов, причем испытание до трех пластов может выполняться с отбором герметизированной пробы из каждого пласта. Оборудование используется в составе серийных ИП с якорями или в компоновке с упором на забой скважины.

Приспособление для селективного испытания состоит из упорного узла, узла впускного и уравнильного клапанов с блоком проб отборочных камер и сигнального приспособления.

Упорный узел служит для предупреждения самопроизвольного прокручивания штока при спусках-подъемах, передачи крутящего момента с помощью расположенного ниже узла ИП и обеспечения свободного вращения УСПД в сжатом положении.

Узел впускного клапана служит для чередования открытия и закрытия проходного канала приспособления (выполнение периодов приток - восстановление давления), а также управления работой пробоотборочных камер.

Уравнительный клапан предназначен для уравнивания давления на пакере по окончании исследования. Кроме того, он служит байпасом для спуска и подъема оборудования.

Шток уравнительного клапана через сменную муфту соединен со штоком впускного клапана каркасом блока пробоотборника, на котором закреплены три пробоотборочные камеры. Приспособление, управляющее их работой, обеспечивает поочередную или одновременную работу камер. Режим работы пробоотборника задается при сборке УСПД перед очередным испытанием. Сигнальное приспособление УС-146 предназначено для передачи на поверхность сигнала о создании депрессии на пласт. Сигнал о создании депрессии передается на поверхность в виде увеличения нагрузки на индикаторе веса с одновременным проседанием труб на 3-8 см. Принцип действия сигнального приспособления заключается в том, что для передачи депрессии на пласт осевая нагрузка передается размещенным ниже узлам через масляную подушку. Открытие впускного клапана и уменьшение давления под впускным клапаном и под пакером приводят к разгерметизации масляной камеры, в результате чего шток сигнального приспособления быстро перемещается вниз, что отображается на показаниях ГИВ и положении труб.

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ

При работе испытателя пластов на кабеле выполняются следующие операции:

- а) изоляция небольшого испытуемого участка на стенке скважины от остальных частей ствола при помощи селекторного прижимного герметичного элемента;
- б) соединение пористого пространства испытуемого участка породы с баллоном для отбора пробы и создание (при необходимости) дренажного канала в пласте;
- в) отбор пробы жидкости и газа из пласта в баллон и герметизация;
- г) уравнивание давления на участке отбора пробы с гидростатическим, что обеспечивает беспрепятственный подъем прибора.

Наличие притока и изменение давления при испытании контролируются и регистрируются на поверхности при помощи дистанционных датчиков. Для работы используются спускоподъемное оборудование, регистрирующая аппаратура и кабель, применяемые при геофизических исследованиях скважин.

Испытания пластов приборами, спускаемыми на кабеле, имеют свои характерные особенности.

1. Высокая выборочность - исследуется очень небольшой интервал разреза. Это позволяет использовать испытатель для поинтервального исследования, обнаружения места расположения водонефтяного и газожидкостных контактов, отбивки границ пластов.
2. Высокая чувствительность испытателя к наличию углеводородов (нефти и газа) в породах связана с глубокой депрессией, создаваемой в пласте при отборе пробы. Герметизация и хранение в баллоне пластовых газов дает возможность изучать характер насыщения пластов несмотря на наличие зоны проникновения.
3. Точная привязка результатов испытания с каротажными диаграммами позволяет обоснованно выбрать точки испытания и сопоставить эти результаты с данными других геофизических методов. При наличии точной привязки существует возможность испытать пласты малой мощности.
4. Оперативность. На одну операцию, даже при глубоких скважинах, потребуется 0,5-1,5 ч. Специальной подготовки скважина не требует.
5. Невозможность открытого фонтанирования при испытании, так как во время работ гидростатическое давление в стволе скважины остается неизменным. Это особенно важно при исследовании газоносных пластов.

Учитывая оперативность геофизических методов с информативностью прямого испытания, испытатели пластов обеспечивают увязку результатов испытания с данными каротажа и существенно дополняют комплекс исследований разведочных скважин.

Процесс испытания можно разделить на три последовательные стадии:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возбуждения в пласте;

- 2) движение жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне испытания после остановки притока.

Испытание пластов приборами на кабеле является сложным многостадийным, неустойчивым процессом, протекающим в короткие промежутки времени.

Впервые в нефтяной практике испытатель пластов на каротажном кабеле был предложен в 1937 г. Г.С. Морозовым, Г.Н. Строчкиным и К.И. Бондаренко.

В США работы по созданию испытателей пластов на кабеле проводились фирмой "Шлюмберже". С 1955 г. эти приборы начали широко использоваться фирмой "Шлюмберже" и другими геофизическими фирмами мира.

Испытатель фирмы "Шлюмберже" спускают в скважину на семижильном бронированном кабеле (рис. 8). Для работы прибора в скважине используют энергию гидростатического давления жидкости в скважине. После установки прибора в заданном интервале сигналом по кабелю открывается управляющий клапан 1. Промывочная жидкость поступает на поршень-мультипликатор 2, вытесняющий рабочую жидкость, которая наполняет гидравлическую систему прибора, через регулятор давления 4 к поршням 11 прижимающего механизма. Поскольку поршень-мультипликатор создает в системе давление более высокое, чем гидростатическое, поршни 11 выдвигаются из корпуса прибора. При этом прижимающая планка 12 и резиновый уплотняющий башмак 8, закрепленные на поршнях, прижимаются к противоположной стенке скважины с усилием в несколько килоньютонов. После этого по сигналу с поверхности срабатывает перфорационное приспособление 9, создающее дренажный канал в пласте и открывающее доступ пластовому флюиду в емкость прибора 18.

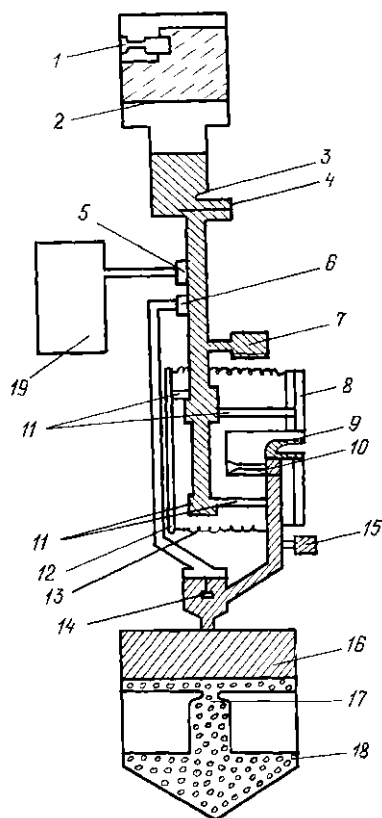


Рисунок - 8. Принципиальная схема испытателя пластов на кабеле фирмы "Шлюмберже"

Конструкция емкости для пробы сложная. Она разделена на две части перегородкой, в которой находится дроселирующее отверстие-штуцер 17 очень малого сечения (0,2-0,002 мм). В верхнюю часть емкости перед спуском прибора заливается вода, очищенная от твердых частиц, в нижней - находится воздух под атмосферным давлением. Поступающие из пласта флюиды давят на подвижный поршень 16, вытесняющий воду из верхней части емкости в нижнюю через штуцер. Депрессия, действующая на пласт,

определяется гидравлическим сопротивлением штуцера. Снижение величины депрессии для предотвращения разрушения коллекторов позволяет облегчить условия работы уплотняющего башмака и исключить ударные нагрузки в приборе. После отбора пробы открывается клапан 6, подающий рабочую жидкость к гидравлическому клапану баллона 14. Клапан перемещается, герметизируя пробу в баллоне. Для снятия прижимного приспособления открывается клапан 5, соединяющий гидравлическую систему со сливной камерой 19, заполненной воздухом под атмосферным давлением. Рабочая жидкость направляется в сливную камеру, а обратные пружины 13 помогают вернуть башмак и прижимную планку в прежнее положение. Поскольку разница давления под башмаком и гидростатического давления продолжает создавать прижимное усилие, удерживающее башмак, то при этом загорается уравнильный пороховой заряд 10, отрывающий от стенки башмак или разрушающий его. Если не сработает клапан сливной камеры, то натяжкой кабеля срезают аварийный штифт 3. При этом нарушается уплотнение гидравлической системы и давление в ней уравнивается с гидростатическим.

Давление в гидравлической системе и в канале отбора пластовых флюидов контролируется дистанционными датчиками давления 7 и 15. В качестве перфорационного приспособления применяется кумулятивный перфоратор. При установке блока с кумулятивным зарядом большой мощности, способным пробить обсадную колонну и цементное кольцо, прибор может применяться для испытания обсаженных скважин. Наибольший размер прибора в поперечном сечении 140-160 мм в зависимости от перфорационного блока позволяет использовать его в необсаженных скважинах диаметром 228 мм и более и в обсаженных скважинах диаметром более 157 мм.

В поинтервальном испытателе пластов фирмы "Шлюмберже" устанавливаются два кумулятивных заряда на расстоянии 30 см друг от друга. В приборе, предназначенном для работы в необсаженных скважинах, оба заряда находятся внутри одного герметизирующего башмака, а при сборке для обсаженных скважин у каждой точки отбора имеется индивидуальный уплотняющий элемент небольших размеров. Обе точки отбора соединены каналом с баллоном для пробы.

Наличие двух точек отбора пробы вызвано желанием повысить результативность работ в неоднородных коллекторах, когда попадание на непроницаемый пропласток служит условной причиной отсутствия притока, что требует дополнительных спусков прибора. В обсаженных скважинах, кроме того, наличие двух зарядов повышает надежность вскрытия пласта. В сборке для обсаженных скважин герметизирующие элементы жестко подсоединяются на блоке прижимного приспособления. Уравнильный пороховой заряд и разрушающий башмак заменены управляющим уравнильным клапаном, который открывается при убиении прижимного приспособления. Между каналом отбора и баллоном установлен регулирующий клапан, который позволяет отобрать пробу без выстрела кумулятивными зарядами путем соединения герметизированных участков отбора с баллоном. Для повышения надежности герметизации баллона устанавливают обратный клапан.

Испытатели пластов, используемые другими фирмами, незначительно отличаются от испытателя фирмы "Шлюмберже".

В б. СССР разработка и применение испытателей пластов на кабеле развивались аналогично зарубежным. ВНИИГДС (г. Уфа, Тверь) были впервые проведены испытания в скважинах и осуществлен серийный выпуск ИПК в 1963 г. После проведения исследований в скважинах глубиной 4 км и более возникла необходимость в новой принципиальной схеме прибора для этих условий. Большие ударные нагрузки и гидравлические удары приводили к заклиниванию подвижных поршней. В результате воздействия высокоскоростных течений раствора с абразивными добавками силовой цилиндр изнашивался, ненадежно работали термоустойчивые заряды, уплотняющие резиновые клапаны и т.д.

Для создания термоустойчивого испытателя пластов ИПТ-7-10 была использована замкнутая гидравлическая система двойного действия с золотниковым клапаном-распределителем. Применение золотникового переключателя в термоустойчивом испыта-

теле пластов ИПТ-7-10 исключает возможность возникновения резких гидравлических ударов в гидравлической системе прибора и больших ударных нагрузок в его деталях, которые имели место в испытателях типа ИПК при подаче высокого гидростатического давления на силовой и обратный клапаны. В приборе ИПТ-7-10 опасность заклинивания подвижных частей из-за температурных деформаций меньше, чем в силовом узле испытателя пластов типа ИПК. Это, а также сниженные рабочие перепады давления обеспечивают работу прибора ИПТ-7-10 на больших глубинах при значительных гидростатических давлениях. Испытатели пластов с дистанционными датчиками давления ИПД-7-10 разработаны на основе прибора ИПТ-7-10 и повторяют его принципиальную схему. Испытатель ИПД-7-10 обеспечивает при отборе проб дистанционную регистрацию давления в баллоне с целью контроля процесса испытания, определение пластового давления и оценку гидродинамических параметров пласта.

Испытатели пластов для необсаженных скважин ИПН-7-10 предназначены для исследования коллекторов, в которых чередуются плотные и проницаемые пласты и значительная часть объекта не дает притока. Поэтому необходимо увеличивать число испытываемых точек, что увеличивает время и стоимость работ.

Прибором ИПН-7-10 при отсутствии притока из испытываемого участка пласта (что видно по показаниям датчиков) можно последовательно испытывать еще 8-10 участков без подъема на поверхность, пока не будет получен приток. При необходимости испытания наиболее перспективного участка можно повторить исследования с выстрелом кумулятивным зарядом.

Испытатель ИПН-7-10 экономически оправдывает "прощупывание" верхней и нижней частей пласта для оценки их эффективной мощности. Испытатель ИПН-7-10 в данное время - основной прибор для исследования необсаженных скважин.

Выпускаются также испытатели пластов для необсаженных глубоких скважин малого диаметра ИПН-5-7 и испытатель пластов для обсаженных скважин ИПО-5-6. Прибор ИПО-5-6 предназначен для исследования основного фонда обсаженных скважин с колоннами диаметром от 125 до 152 мм.

В его конструкции использована принципиальная схема привода от гидростатического давления с замкнутой гидравлической системой двойного хода, золотниковым распределителем и поршнем-демультипликатором, аналогичная схеме приборов ИПН.

Выпускаются также испытатели пластов для структурно-поисковых и гидрогеологических скважин ИПГ-4-7. В конструкции этого прибора использована принципиальная схема электромеханического привода. Такой тип привода может быть успешно реализован на глубине до 3000 м, позволяет проводить работу независимо от величины гидростатического давления и дает возможность многократного срабатывания прибора.

Для работы с испытателями пластов на кабеле используется передвижная лаборатория на автомобиле. В ней смонтировано оборудование, необходимое для разборки и проверки испытателей, тарирования дистанционных датчиков. Пульт управления и контроля находится на другой машине - каротажной станции-подъемнике.

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА БАЗЕ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

В Ивано-Франковском институте нефти и газа (Р.С. Яремийчук, В.Р. Возный, 1979-1985 гг.) разработана принципиально новая конструкция испытателей пластов на базе струйных аппаратов. Приспособление УГИП-1 (рис. 9) состоит из корпуса с седлом 1 под обратный клапан 12 и струйного аппарата 2. Корпус приспособления снабжен каналами 3 для нагнетания рабочей жидкости, каналами 4 для прохождения эжектированной жидкости, окнами 5 для выхода смешанной жидкости в затрубное пространство и каналом 6 для передачи давления из подпакерного пространства к преобразователю давления в электрический ток.

Верхняя и нижняя части корпуса снабжены резьбой для подсоединения к НКТ. Струйный аппарат включает в себя подсоединяющую головку 7, преобразователь давления мембранный тензометрического типа ПДМТ 8, твердосплавный насадок 9, камеру смещения 10, диффузор 11, обратный клапан 12 со штоком 13, втулку 14 для подсоединения измерительных приборов (глубинного манометра, термометра и расходомера). Присоединительная головка имеет разъем для обеспечения электрического контакта. Приспособления УГИП-1 и УЕОС-2 предназначены для испытания пластов и вызова притока из продуктивных горизонтов с одновременной очисткой призабойной зоны пласта в обсаженных эксплуатационной колонной скважинах.

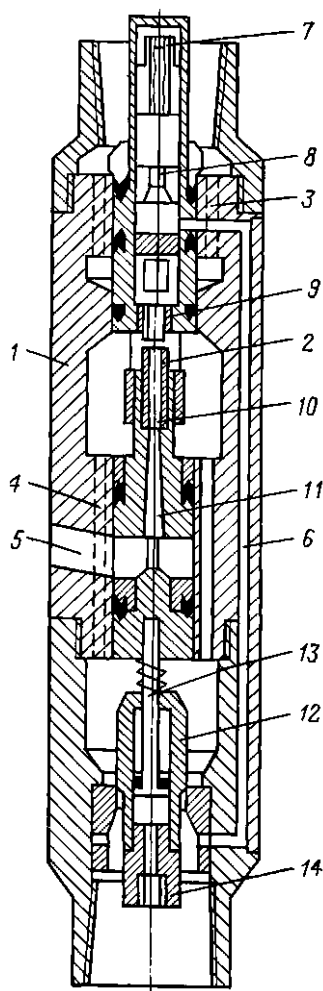


Рисунок - 9. Устройство для гидродинамических исследований пластов УГИП-1 на базе струйного аппарата

Устройство позволяет:

- в процессе испытания скважины проводить запись кривых восстановления давления после снижения давления в подпакерном пространстве; управлять величиной депрессии и временем ее действия без использования компрессорных и азотных установок;

- проводить циклическое воздействие на пласт в режиме депрессия - репрессия с целью очистки призабойной зоны пласта;

- проводить дистанционный контроль при помощи регистрирующих приборов изменения забойного давления в процессе исследования фильтрационных характеристик пласта и очистки его призабойной зоны.

Исследование скважин с помощью УГИП-1 проводят в указанной ниже последовательности:

спускают на насосно-компрессорных трубах пакер и корпус приспособления (после соответствующего действия - подготовки скважины) и пакеруют кольцевое пространство;

устанавливают фонтанную арматуру с лубрикаторм, опрессовывают отдельно НКТ и пакер соответствующими опрессовочными клапанами;

спускают на каротажном кабеле струйный аппарат с обратным клапаном до его посадки в корпус;

проводят исследования, прокачивая рабочую жидкость через НКТ и струйный аппарат насосным агрегатом.

При прохождении рабочей жидкости через струйный аппарат в камере смешения снижается давление, за счет чего обратный клапан открывается, и депрессия передается в подпакерную зону. Величина депрессии и время ее действия зависят от расхода рабочей жидкости, прокачиваемой через струйный аппарат, параметром контроля является давление насосного агрегата.

Прекращение подачи рабочей жидкости ведет к уравниванию давления в камере смешения и внутри НКТ, обратный клапан при этом закрывается, и в подпакерном пространстве происходит процесс восстановления давления. Цикл может повторяться многократно с различными значениями депрессии и при различной длительности периодов (притока и восстановления давления) и циклов. Регистрацию давления ведут на диаграмме в каротажной лаборатории АКС-Л; также возможна установка автономного глубинного манометра и пробоотборника к хвостовику обратного клапана.

К достоинствам указанного устройства относится то, что при испытании перспективных горизонтов имеется возможность проводить параллельно и геофизические исследования без дополнительных спускоподъемных операций с НКТ и бурильным инструментом.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

Расчет максимального давления на устье скважины и объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости.

Задача 1

Определить максимальное значение давления на устье скважины в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости на более легкую.

Исходные данные (варианты в таблице 2.1):

- плотность бурового раствора ρ_p ;
- плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- глубина спуска НКТ H_T ;
- потери давления:
 - в колонне труб $-\Delta P_T$
 - в затрубном пространстве $-\Delta P_{кп}$.

Решение

Максимальное значение давления на устье скважины определяются по формуле:

$$P_{уст} = (\rho_p - \rho_v) g H_T + \Delta P_T + \Delta P_{кп}, \quad (2.1.1)$$

Потери давления соответственно в затрубном пространстве и в колонне труб (определяют из справочных таблиц либо по специальной методике).

Задача 2

Определить объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока по методу замещения жидкости для создания депрессии на пласт.

Исходные данные (варианты в таблице 2.1):

- плотность бурового раствора ρ_p ;
- плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- глубина скважины H ;
- глубина спуска НКТ H_T ;
- среднее пластовое давление $P_{пл}$;
- потери давления:
 - в колонне труб $-\Delta P_T$
 - в затрубном пространстве $-\Delta P_{кп}$;
- диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;
- колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;

Решение

Объем легкой жидкости, которую необходимо подать в скважину, чтобы значения давлений на забое выровнялись, находим по формуле:

$$V_v = S_{кп} H_T + S_T \left[\frac{(P_{пл} - \Delta P_{кп} - \Delta P_T) / g - H \rho_p}{\rho_p - \rho_v} \right], \quad (2.2.1)$$

где $S_{кп}$ - площадь сечения межтрубного пространства;

S_T - площадь сечения внутренней полости НКТ.

Если объем жидкости, закачанной в скважину, превышает полученное значение, значит, создается депрессия на пласт и можно вызвать приток из пласта.

Таблица 2.1 – Варианты исходных данных

вариант	плотность бурового раствора ρ_p , кг/м ³	глубина спуска НКТ Н _г , м	потери давления, МПа		внут. диаметр эксплуат. колонны D _{эв} , мм	Колонна НКТ		глубина скважины Н, м	среднее пластовое давление P _{пл} , МПа
			в колонне труб - ΔP_t	в затрубном пространстве - $\Delta P_{кл}$		внешний диаметр d _н , мм	внутренний диаметр d _в , мм		
1	1150	1250	1,2	0,6	156	73	62	1280	16,8
2	1200	1300	1,25	0,65	154	73	59	1330	17,48
3	1250	1325	1,3	0,7	152	60	50,3	1360	17,68
4	1300	1350	1,35	0,75	150	89	76	1380	17,94
5	1350	1375	1,4	0,8	148	73	62	1410	18,33
6	1400	1400	1,45	0,85	156	73	59	1435	18,67
7	1150	1425	1,5	0,9	154	60	50,3	1460	19,0
8	1200	1450	1,55	0,95	152	89	76	1480	19,24
9	1250	1475	1,6	0,98	150	89	73	1510	19,63
10	1300	1500	1,65	1,15	148	60	50,3	1530	19,9
11	1350	1550	1,68	0,6	156	73	62	1580	20,54
12	1400	1600	1,7	0,65	154	73	59	1630	21,2
13	1150	1650	1,73	0,7	152	60	50,3	1680	21,84
14	1200	1700	1,75	0,75	150	89	76	1730	22,5
15	1250	1750	1,8	0,8	148	73	62	1780	23,14
16	1300	1250	1,2	0,85	156	73	59	1280	16,8
17	1350	1300	1,25	0,9	154	60	50,3	1330	17,48
18	1400	1325	1,3	0,95	152	89	76	1360	17,68
19	1150	1350	1,35	0,98	150	89	73	1380	17,94
20	1200	1375	1,4	1,15	148	60	50,3	1410	18,33
21	1250	1400	1,45	0,6	156	73	62	1435	18,67
22	1300	1425	1,5	0,65	154	73	59	1460	19,0
23	1350	1450	1,55	0,7	152	60	50,3	1480	19,24
24	1400	1475	1,6	0,75	150	89	76	1510	19,63
25	1150	1500	1,65	0,8	148	73	62	1530	19,9
26	1200	1550	1,68	0,85	156	73	59	1580	20,54
27	1250	1600	1,7	0,9	154	60	50,3	1630	21,2
28	1300	1650	1,73	0,95	152	89	76	1680	21,84
29	1350	1700	1,75	0,98	150	89	73	1730	22,5
30	1400	1750	1,8	1,15	148	60	50,3	1780	23,14

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

Расчет объема жидкости над воздушной подушкой в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом воздушной подушки.

Задача 1

Определить объем жидкости над воздушной подушкой.

Исходные данные (варианты в таблице 3.1):

- плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- глубина снижения уровня воды в скважине H_{cy} ;
- диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;
- колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;
- давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$.

Решение

1. Высота воздушной подушки определяется по формуле:

$$H_{вп} = \frac{P_{кмп}}{\rho_v g}, \quad (3.1.1)$$

2. Коэффициенты квадратного уравнения определяется по формуле:

$$B = \frac{\rho_v g (S_{кп} + S_t) H_{cy}}{k_{вп} S_{кп}} \quad (3.1.2)$$

$$C = \left[\frac{(S_{кп} + S_t)}{k_{вп} S_{кп}} - H_{вп} \right] P_{кмп}, \quad (3.1.3)$$

где $S_{кп}$ - площадь сечения межтрубного пространства;

S_t - площадь сечения внутренней полости НКТ;

$k_{вп}$ – эмпирический коэффициент, равен **0,8**

3. Высота столба воды над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$H_v = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4\rho_v g C}}{2\rho_v g}, \quad (3.1.4)$$

4. Объем воды над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$V_v = H_v S_{кп}, \quad (3.1.5)$$

Задача 2

Определить глубину снижения уровня воды в скважине в процессе вызова притока при помощи воздушной подушки и минимальную продуктивность поверхностного насоса.

Исходные данные (варианты в таблице 3.1):

- плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- глубина снижения уровня воды в скважине H_{cy} ;
- диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;
- колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;
- давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$;
- количество воды, закачанной в кольцевое пространство над воздушной подушкой V_v .

Решение

1. Высота воздушной подушки определяется по формуле:

$$H_{вп} = \frac{P_{кмп}}{\rho_v g}, \quad (3.2.1)$$

2. Высота столба воды в затрубном пространстве над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$H_v = V_v / S_{кп}, \quad (3.2.2)$$

3. Глубина снижения уровня жидкости определяется по формуле:

$$H_{cy} = k_{вп} \left[H_v + \frac{H_{вп} P_{кмп}}{P_{кмп} + \rho_v g H_v} \right] \frac{S_{кп}}{S_{кп} + S_t}, \quad (3.2.3)$$

4. Минимальная продуктивность поверхностного насоса обусловлена требованием отсутствия движения пузырьков газа навстречу потоку.

Продуктивность насоса во время нагнетания воды должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_v > S_{кп} [\omega]_{min}, \quad (3.2.3)$$

где $[\omega]_{min}$ - минимальная скорость воды, предотвращающая направление вверх движения пузырьков газ в затрубном пространстве, и равна **0,4 м/с**.

Задача 3

Определить высоту воздушной подушки.

Исходные данные (варианты в таблице 3.1):

- плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- глубина снижения уровня воды в скважине H_{cy} ;
- диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;
- колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;
- давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$;
- количество воды, закачанной в кольцевое пространство над воздушной подушкой V_v .

Решение

1. Высота столба воды в затрубном пространстве над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$H_v = V_v / S_{кп}, \quad (3.3.1)$$

2. Высота воздушной подушки определяется по формуле:

$$H_{вп} = \left[1 + \frac{\rho_v g H_v}{P_{кмп}} \right] * \left[\frac{S_{кп} + S_t}{k_{вп} S_{кп}} H_{cy} - H_v \right], \quad (3.3.2)$$

Таблица 3.1 – Варианты исходных данных

вариант	количество воды, закачанной в кольцевое пространство над воздушной подушкой $V_{в.м^3}$	внут. диаметр эксплуат. колонны $D_{эв}$, мм	Колонна НКТ		глубина снижения уровня воды в скважине $H_{св}$, м	давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кпл}$, МПа
			внешний диаметр $d_{н}$, мм	внутренний диаметр $d_{в}$, мм		
1	5	156	73	62	400	3,5
2	5	154	73	59	450	3,5
3	5,5	152	60	50,3	500	5,0
4	5,5	150	89	76	550	5,0
5	6,5	148	73	62	600	6,5
6	6,5	156	73	59	650	6,5
7	8	154	60	50,3	700	8,0
8	10	152	89	76	750	8,0
9	10	150	89	73	800	5,5
10	12	148	60	50,3	850	9,5
11	12	156	73	62	900	7,5
12	15	154	73	59	950	7,5
13	15	152	60	50,3	1000	9,5
14	20	150	89	76	1050	12,0
15	20	148	73	62	1100	11,0
16	5	156	73	59	400	3,5
17	5	154	60	50,3	450	3,5
18	5,5	152	89	76	500	5,0
19	5,5	150	89	73	550	5,0
20	6,5	148	60	50,3	600	6,5
21	6,5	156	73	62	650	6,5
22	8	154	73	59	700	8,0
23	10	152	60	50,3	750	8,0
24	10	150	89	76	800	5,5
25	12	148	73	62	850	9,5
26	12	156	73	59	900	7,5
27	15	154	60	50,3	950	7,5
28	15	152	89	76	1000	9,5
29	20	150	89	73	1050	12,0
30	20	148	60	50,3	1100	11,0

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

Определить глубины установки пусковых клапанов на колонне НКТ для вызова притока из продуктивного пласта.

Задача 1

Определить, на каких глубинах в колонне НКТ следует разместить пусковые клапаны для вызова притока жидкости.

Исходные данные (варианты в таблице 4.1):

- плотность бурового раствора ρ_p ;
- плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- плотность газа $\rho_g = 1,29 \text{ кг/м}^3$;
- статический уровень раствора находится на глубине $H_{ст}$;
- глубина скважины H ;
- глубина спуска НКТ H_T ;
- среднее пластовое давление $P_{пл}$;
- атмосферное давление P_0 ;
- диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;
- колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;
- давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$;
- для вызова притока из пласта необходимо создать депрессию ΔP .

Решение

1. Уровень жидкости в скважине, обеспечивающий приток пластового флюида определяется по формуле:

$$H_{пр} = \frac{P_{пл} - \Delta P}{\rho_p g}, \quad (4.1.1)$$

2. Расстояние от устья скважины к месту размещения первого клапана определяется по формуле:

$$L_1 = H_{ст} + \frac{P_{кмп}}{g \left[1 + \frac{S_{кп}}{S_T} \right] \left[\rho_p - \frac{\rho_g P_{кмп}}{P_0} \right]} - \Delta L, \quad (4.1.2)$$

где ΔL - разность между расчетным и фактическим уровнями размещения клапана, принимается 20 -25 м.

3. Расстояние от устья к месту размещения второго клапана определяется по формуле:

$$L_2 = L_1 + \frac{P_{кмп}}{g \left[1 + \frac{S_{кп}}{S_T} \right] \left[\rho_p - \frac{\rho_g P_{кмп}}{P_0} \right]} - \Delta L, \quad (4.1.3)$$

4. Расстояние от устья к месту размещения третьего клапана определяется по формуле:

$$L_3 = L_2 + \frac{P_{кмп}}{g \left[1 + \frac{S_{кп}}{S_T} \right] \left[\rho_p - \frac{\rho_g P_{кмп}}{P_0} \right]} - \Delta L, \quad (4.1.4)$$

Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий приток флюида в скважину.

Размещение на колонне НКТ пусковых клапанов обеспечивает необходимый уровень снижения жидкости в скважине.

Таблица 4.1 – Варианты исходных данных

вариант	плотность бурового раствора ρ_p , кг/м ³	глубина спуска НКТ H_T , м	давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$, МПа	депрессия ΔP , МПа	внут. диаметр эксплуат. колонны $D_{эв}$, мм	Колонна НКТ		глубина скважины H , м	среднее пластовое давление $P_{пл}$, МПа	статический уровень раствора находится на глубине $H_{ст}$
						внешний диаметр d_n , мм	внутренний диаметр d_b , мм			
1	1150	1250	3,5	0,5	156	73	62	1280	16,8	100
2	1200	1300	3,5	0,6	154	73	59	1330	17,48	100
3	1250	1325	5,0	0,7	152	60	50,3	1360	17,68	150
4	1300	1350	5,0	0,8	150	89	76	1380	17,94	150
5	1350	1375	6,5	0,5	148	73	62	1410	18,33	200
6	1400	1400	6,5	0,6	156	73	59	1435	18,67	200
7	1150	1425	8,0	0,7	154	60	50,3	1460	19,0	250
8	1200	1450	8,0	0,8	152	89	76	1480	19,24	250
9	1250	1475	5,5	0,5	150	89	73	1510	19,63	300
10	1300	1500	9,5	0,6	148	60	50,3	1530	19,9	300
11	1350	1550	7,5	0,7	156	73	62	1580	20,54	350
12	1400	1600	7,5	0,8	154	73	59	1630	21,2	350
13	1150	1650	9,5	0,5	152	60	50,3	1680	21,84	400
14	1200	1700	12,0	0,6	150	89	76	1730	22,5	400
15	1250	1750	11,0	0,7	148	73	62	1780	23,14	450
16	1300	1250	3,5	0,8	156	73	59	1280	16,8	100
17	1350	1300	3,5	0,5	154	60	50,3	1330	17,48	100
18	1400	1325	5,0	0,6	152	89	76	1360	17,68	150
19	1150	1350	5,0	0,7	150	89	73	1380	17,94	150
20	1200	1375	6,5	0,8	148	60	50,3	1410	18,33	200
21	1250	1400	6,5	0,5	156	73	62	1435	18,67	200
22	1300	1425	8,0	0,6	154	73	59	1460	19,0	250
23	1350	1450	8,0	0,7	152	60	50,3	1480	19,24	250
24	1400	1475	5,5	0,8	150	89	76	1510	19,63	300
25	1150	1500	9,5	0,5	148	73	62	1530	19,9	300
26	1200	1550	7,5	0,6	156	73	59	1580	20,54	350
27	1250	1600	7,5	0,7	154	60	50,3	1630	21,2	350
28	1300	1650	9,5	0,7	152	89	76	1680	21,84	400
29	1350	1700	12,0	0,8	150	89	73	1730	22,5	400
30	1400	1750	11,0	0,8	148	60	50,3	1780	23,14	450

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

Определение давления закачки рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйными аппаратами.

Задача 1

Определить давление закачивания рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйным аппаратом.

Исходные данные (варианты в таблице 6.1):

- струйный аппарат размещен на глубине $H_{\text{ап}}$;
- диаметр рабочей насадки аппарата d_p ;
- диаметр камеры смешения d_c ;
- расход рабочей жидкости Q_p ;
- ожидаемый дебит скважины $Q_{\text{и}}$;
- плотность рабочего инжেকтированного и смешанного потоков $\rho_p, \rho_{\text{и}}, \rho_c$;
- потери давления в колонне $\Delta P_{\text{т}}$;
- потери давления в затрубном пространстве $\Delta P_{\text{кп}}$;

Решение

1. Коэффициент инжекции струйного аппарата определяют из выражения:

$$U = Q_{\text{и}} / Q_p, \quad (6.1)$$

2. Определяют площади характерных сечений струйного аппарата по формулам:

- рабочего сопла

$$f_p = \frac{\pi \cdot d_p^2}{4}, \quad (6.2)$$

- камеры смешения

$$f_c = \frac{\pi \cdot d_c^2}{4}, \quad (6.3)$$

- камеры инжекции

$$f_{\text{и}} = f_c - f_p, \quad (6.4)$$

3. Безразмерный напор струйного аппарата согласно формуле:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{f_p}{f_c} \left(1,75 + 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_{\text{и}} f_c} \cdot U^2 - 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_{\text{и}} f_c} (1 + U^2) \right), \quad (6.5)$$

- перед вызовом притока ($U = 0$)

- после вызова притока ($U = 0,301$)

4. Потери давления в колонне и в затрубном пространстве:

$$\Delta P^* = \Delta P_{\text{т}} \cdot H_{\text{ап}}, \quad (6.6)$$

$$\Delta P^{**} = \Delta P_{\text{кп}} \cdot H_{\text{ап}}, \quad (6.7)$$

5. Давление в камере инжекции струйного аппарата:

- поскольку ограничений относительно уменьшения давления в подпакерной зоне нет, можно уменьшать давление в камере инжекции до минимально возможного значения $P_{\text{и}} = 0$.

6. Гидростатические давления определяют по формулам:

$$P_p = \rho_p g H_{\text{ап}}, \quad (6.8)$$

$$P_c = \rho_c g H_{\text{ап}}, \quad (6.9)$$

7. Давление агрегата в выкидной линии поверхностного насоса согласно формуле:

$$P_a = \frac{P_c + \Delta P^{**}}{\Delta P_c / \Delta P_p} - P_p + \Delta P^* - \frac{P_{\text{и}} [1 - (\Delta P_c / \Delta P_p)]}{\Delta P_c / \Delta P_p}, \quad (6.10)$$

- на начальной стадии вызова притока, т.е. перед вызовом притока ($U = 0$)

- после вызова притока ($U = 0,301$)

Задача 2

Определить давление закачивания насосным агрегатом рабочей жидкости при освоении скважины струйным аппаратом.

Исходные данные (варианты в таблице 6.1):

- давление в подпакерной зоне для выполнения условий прочности обсадной колонны $P_{\text{и}}$ (не менее 8 МПа);
- для проведения расчетов использовать данные из условия задачи 1.

Решение

Поскольку промежуточные расчеты изложены в предыдущей задаче, определяется давление в выкидной линии поверхностного насоса при условии, что $P_{\text{и}} \neq 0$ согласно формуле (6.10):

- на начальной стадии вызова притока
- после вызова притока
- струйный аппарат размещен на глубине $H_{\text{ап}}$;
- диаметр рабочей насадки аппарата d_p ;
- диаметр камеры смешения d_c ;
- расход рабочей жидкости Q_p ;
- ожидаемый дебит скважины $Q_{\text{и}}$;
- плотность рабочего инжесктированного и смешанного потоков $\rho_p, \rho_{\text{и}}, \rho_c$;
- потери давления в колонне $\Delta P_{\text{т}}$;
- потери давления в затрубном пространстве $\Delta P_{\text{кп}}$;

Таблица 6.1 – Варианты исходных данных

вариант	плотность жидкости в скважине ρ , кг/м ³		глубина H_1 , м	глубина H_2 , м	давление опрессовки $P_{\text{опр}}$, МПа	градиент давления гидроразрыва пород $\text{grad } P_{\text{грп}}$, МПа/100 м		среднее пластовое давление $P_{\text{пл}}$, МПа
1	1000		1250	1370	15	1,8		12,3
2	1020		1300	1450	16	1,8		13,3
3	1050		1325	1490	17	1,8		13,9
4	1070		1350	1500	17	1,8		14,4
5	1100		1375	1510	18	1,8		15,1
6	1000		1400	1520	17	1,8		13,9
7	1020		1425	1550	17	1,8		14,5
8	1050		1450	1570	18	1,8		15,23
9	1070		1475	1600	19	1,8		15,8
10	1100		1500	1620	19	1,8		16,5
11	1000		1550	1675	18	1,8		15,5
12	1020		1600	1720	19,5	1,8		16,3
13	1050		1650	1770	20,5	1,8		17,33
14	1070		1700	1825	21	1,8		18,2
15	1100		1750	1890	22	1,8		19,3
16	1000		1250	1370	15	1,8		12,52
17	1020		1300	1450	16	1,8		13,2
18	1050		1325	1490	17	1,8		13,9
19	1070		1350	1500	17,5	1,8		14,45
20	1100		1375	1510	18	1,8		15,13

21	1000		1400	1520	17	1,8		14,1
22	1020		1425	1550	17,5	1,8		14,54
23	1050		1450	1570	18	1,8		15,3
24	1070		1475	1600	19	1,8		15,84
25	1100		1500	1620	19,5	1,8		16,6
26	1000		1550	1675	19	1,8		15,62
27	1020		1600	1720	20	1,8		16,41
28	1050		1650	1770	20,5	1,8		17,48
29	1070		1700	1825	21,5	1,8		18,34
30	1100		1750	1890	22,5	1,8		19,51

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6

Расчет объемов жидкостей для гидравлического разрыва пласта и массы закрепителя трещин.

Задача 1.

Для разработки подхода к планированию расхода жидкости нами предложено обработать числовые данные об изменении расхода и давления по каждому ГРП с построением индикаторных кривых и кривых изменения коэффициентов приемистости (см. рис. 1 и 2).

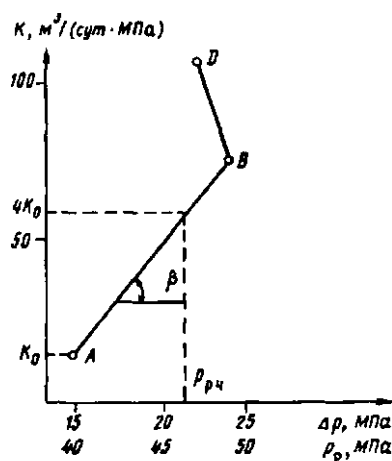


Рис. 1. Изменение приемистости скважин, характерное для ГРП:
т. A соответствует приемистости K_0 при расходе q_0 и давлении на забое p_0 ; т. B - при $p_p = p_{pm}$ - максимальном давлении, достигнутом при ГРП; т. O - при $K = K_m$ - максимальном коэффициенте приемистости

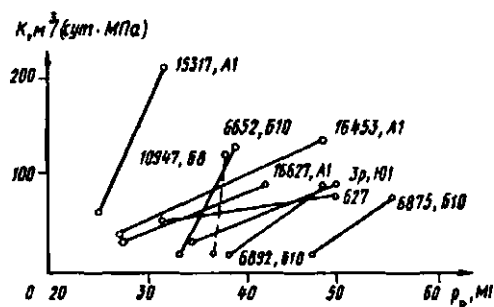


Рис. 2. Изменение приемистости скважин при ГРП скважин Самотлорского месторождения (по Ю.Д. Качмару, 1991)

Исходя из этого определяются основные параметры процессов в характерных точках (A, B). Для прогнозирования ожидаемого расхода жидкости при четырехкратном увеличении коэффициента приемистости ($q = 4$) предложена зависимость

$$q_4 = A_q K_0 (p_{p4} - p_{пл}), \quad (1)$$

для максимального расхода, обеспечивающего закрепление трещин (в среднем 10-20 т песка), зависимость (1) имеет вид

$$q_m = A_{qm} K_0 (A_p p_{p4} - p_{пл}), \quad (2)$$

где A_p - ожидаемое увеличение давления при максимальном расходе.

Принимаем $A_{qm} = 5+8$ и $A_p = 1,06$.

При значениях $A_{q4} = 4$ и $A_{qm} = 8$ прогнозирование ожидаемых расходов для ГРП в скважинах Предкарпатья надежно, так как средняя относительная ошибка определения q_4 составила 17 %, а $q_m = 11$ % при максимальных отклонениях расчетных и фактических данных не более 30 %. Обычно $q_m = 2000+3000$ м³/сут.

Пример.

Изложенная методика применена для прогнозирования расходов и давлений при проектировании ГРП в условиях Самотлорского месторождения.

Рассчитаны также значения максимальных коэффициентов приемистости K_m при наибольших расходах, достигнутых при уже проведенных ГРП, благодаря чему определено среднее значение увеличения коэффициента приемистости по сравнению с начальным: $A_q = K_m/K_0 = 5,4$.

После этого определен ожидаемый расход для ГРП при раскрытии трещин применяемой жидкостью и их закреплении песком (при $A_q = 4$ и $A_q = 5,4$) для условий Самотлорского месторождения по зависимости

$$q_4 = 4K_0(p_{p4} - p_{пл}) \quad (1)$$

и максимальный расход при их развитии

$$q_m = 5,4K_0(A_p p_{p4} - p_{пл}). \quad (2)$$

Расчеты, выполненные по формулам (1) и (2), показывают достаточную точность расчетов для практического прогнозирования расхода при ГРП (средняя ошибка 17,7 и 15,2 %). Очевидно, с накоплением опытных данных коэффициент A_q будет уточнен, желательно с дифференциацией по пластам и, возможно, с учетом свойств жидкостей.

Задача 2.

Масса закрепителя трещин. Для скважин глубиной до 3000 м, как свидетельствует промышленный опыт сотен операций ГРП, проведенных в Предкарпатья, закрепителем трещин может быть кварцевый песок, соответствующий требованиям ТУ 39-982-84. Обычно применяют песок фракции 0,4-1,6 мм.

Расчет массы закрепителя (песка) целесообразно производить с учетом необходимой поверхности трещины ГРП и удельного распределения его на единицу поверхности. Известно, что принятые значения проводимости трещины ГРП наблюдаются при удельной концентрации закрепителя $m_{п} = 0,5$ кг/м², которая соответствует разреженному монослою. Концентрации, превышающие $m_{п} = 2,4$ кг/м², соответствуют многослойному размещению закрепителя. Рекомендуется применять $m_{п} = 5 \div 20$ кг/м².

Оптимальную полудлину вертикальной трещины можно определить по эмпирической зависимости

$$L = 143k^{0,27}, \quad (1)$$

где L - полудлина (одно крыло) двухсторонней вертикальной трещины, м; k - проницаемость породы, фм^2 ($1 \text{ фм}^2 = 10^{-3} \text{ мкм}^2$).

Например, для $k = 0,01 \text{ мкм}^2 = 10 \text{ фм}^2$ необходимо значение $L = 76 \text{ м}$, а для 1 фм^2 - значение $L = 143 \text{ м}$.

Поверхность двух полудлин трещины

$$S_{\text{тр}} = 2Lh.$$

(2)

Здесь L определяют по формуле (1); h обычно равняется толщине пласта, подвергающегося ГРП, м.

Удельное распределение закрепителя (кг/м^2) в трещине можно рассчитать по эмпирической зависимости

$$m_n = 4 + 40(m - 0,09) \text{ для } m \leq 0,11, \quad (3)$$

где $0,07 < m < 0,20$ - пористость породы, доля единицы.

Масса закрепителя (песка), т, необходимая для закрепления трещин,

$$M_n = S_{\text{тр}} m_n / 1000. \quad (4)$$

Как следует из уравнений (3) и (4), в прочных породах малой пористости количество закрепителя (песка), необходимое для закрепления трещин, значительно меньше, чем в мягких породах с большей пористостью.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7

Определение расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт.

Методика

Из предварительных исследований скважины известны:

глубина залегания продуктивных пород и дебит скважины; давление опрессовки эксплуатационной колонны; характеристика изменения давления во время нагнетания в скважину жидкости с постоянным или постепенно возрастающим расходом; влияние расхода кислоты на глубину (радиус) обработки пласта; градиент давления во время нагнетания кислоты в пласт по данным предварительных обработок скважины и градиенты давления гидроразрыва пласта.

Можно определить условия и ограничения для обоснования значений расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт. Для этого необходимо исследовать приемистость скважины, т.е. характер изменения давления на устье во время нагнетания в пласт с наименьшим постоянным расходом насосного агрегата Q или возрастающим $Q_1 < Q_2 < Q_3$ расходом, например, путем постепенного увеличения скорости насосного агрегата.

По данным исследований построится кривую $P_y = f(t)$, где P_y - давление на устье; t - длительность нагнетания, мин.

Для незначительного расхода маловязкой жидкости гидравлические потери трения невелики, поэтому для процесса нагнетания кислоты в пласт гидравлическими потерями можно пренебречь.

Расход кислоты Q_K во время закачивания в песчано-алевролитовые пористые пласты с учетом влияния на скорость прохождения реакции не регламентируется. Наибольшее допустимое значение расхода ограничивается лишь давлением.

О незначительном влиянии скорости фильтрации на скорость взаимодействия кислоты с породой известно из лабораторных исследований и теории реакций кислотных растворов в поровом пространстве. Доказано, что в порах с размерами 10-12 мкм длительность нейтрализации каких-либо кислотных растворов на стенках скважины измеряется долями секунд. В глубине ПЗП продолжительность нейтрализации несколько возрастает: для солянокислотных растворов до 10 с, а для глинокислотных - до сотен секунд. Увеличение расхода кислоты даже в несколько раз несущественно влияет на длительность реакции кислоты в пласте. В отличие от закачивания кислоты в пласт, длящегося часами, реакция в поровом пространстве происходит почти мгновенно для любых реальных расходов кислоты во время обработки пласта.

Известно, что во время обработки трещинных карбонатных коллекторов желательно закачивать СКР при максимально возможном расходе, так как это обеспечивает возрастание глубины обработки пласта и увеличивает эффективность кислотного воздействия.

Ограничивается наименьшее значение расхода, которое зависит от допустимого пребывания кислоты на забое, с учетом защиты металла от коррозионной активности по условию:

$$Q \geq Q_{\text{пр}}, \quad (5.1)$$

$Q_{\text{пр}}$ – предельный расход кислоты; ограничением является длительность нагнетания 6 м³ кислоты, которая с учетом коррозионного воздействия на трубы при пластовой температуре и применяемых ингибиторах не должна превышать 6 ч., $Q_{\text{пр}} \geq 24$ м³/сут.

Из опыта КО известно, что расход кислоты на устье обычно $Q_K = 150 - 500$ м³/сут.

Давление на устье во время кислотной обработки должно быть меньше давления опрессовки эксплуатационной колонны, так как это дает возможность проводить нагнетание кислоты без пакера и удешевляет процесс:

$$P_K < P_{\text{опр}}. \quad (5.2)$$

где P_k - давление на устье во время поступления кислоты в пласт;
 $P_{опр}$ - давление опрессовки.

Обычно давление опрессовки эксплуатационных колонн составляет 15-20 МПа в эксплуатационных скважинах и 20-40 МПа - в разведочных.

Градиент давления во время нагнетания кислотных растворов в пласт должен быть меньше градиента давления гидроразрыва пород в скважинах данного региона (месторождения), чтобы избежать ГРП и распространить воздействие кислоты по толщине пласта:

$$\text{grad } P_k < \text{grad } P_{грп}; \quad (5.3)$$

$$\text{grad } P_{грп} = P_{грп} / (0,01H); \quad (5.4)$$

$$\text{grad } P_k = (P_{гст} + P_k) / (0,01H); \quad (5.5)$$

$$P_{гст} = \rho g H, \quad (5.6)$$

где $P_{грп}$ - давление на забое во время ГРП перед закреплением развитых трещин песком;
 H — глубина скважины; $P_{гст}$ — гидростатическое давление воды в скважине; ρ — плотность жидкости в скважине.

Например, значения средних градиентов давлений гидроразрыва пласта, которые наиболее характерны для условий предкарпатских месторождений. **Градиент $P_{грп} = 1,8$ МПа/100 м в нефтяных скважинах и градиент $P_{грп} = 1,90$ МПа/100 м — в водонагнетательных.** Во время КО нефтяных скважин градиент $P_k = 1,56$ МПа/100 м, а водонагнетательных — 1,73 МПа/100 м.

Разность давлений обусловлена наличием в призабойной зоне нефтяных скважин воронки депрессии, а в нагнетательных — репрессии.

Если давление ГРП не исследовано, то можно считать, что

$$\text{grad } P_{грп} = 100(P_{гст} + 0,008 H) / H.$$

Это значение используют для принятия решения по условию (5.1).

Задача 1.

Определить ожидаемые расходы кислоты и давление во время нагнетания в пласт.

Исходные данные (варианты в таблице 5.1):

- скважина эксплуатируется штанговым глубинным насосом (ШГН) с дебитом 6 т/сут;
- плотность жидкости в скважине ρ ;
- эффективная толщина пластов, размещенных в интервале от H_1 до H_2 , $h_{эф} = 50$ м;
- среднее пластовое давление $P_{пл}$;
- градиент давления гидроразрыва пород $\text{grad } P_{грп}$;
- давление опрессовки колонны $P_{опр}$;
- результаты исследования скважины на приемистость воды плотностью 1000 кг/м^3 изображены на рисунке 1.

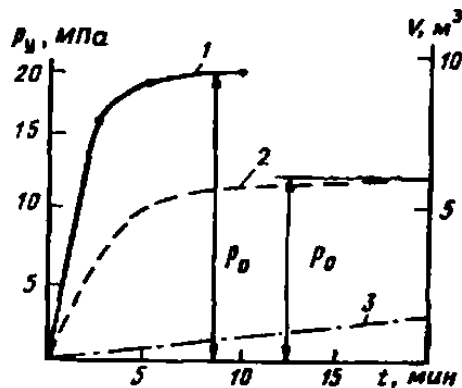


Рисунок 1 - Изменение давления P_y на устье скважины во время пробного нагнетания в пласты ($q_o = 225 \text{ м}^3 / \text{сут}$): 1, 2 — давление для водонагнетательной и нефтяной скважины соответственно; 3 — объем жидкости V , м^3 ; P_y — давление на устье скважины, МПа; t — продолжительность нагнетания в пласт, мин;

Решение

1. Анализируя кривую $P_y = f(t)$, находится значение P_y , которое можно считать квазиустойчивым для расхода $q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$, т.е. значение давления P_k ,

2. Принимается $Q_k = q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$ для найденного P_k . Проверяется допустимость применения такого расхода. Поскольку верхний предел расхода кислоты в песчаных коллекторах не ограничен, проверяется допустимость применения $Q_k = q_0$ по условию (5.1) наименьшего расхода и определяется значение расхода для обработки.

3. Сравнивается давления по условию (5.2). Если условие выполняется, то КО проводим без пакера.

4. Проверяется возможность гидроразрыва пласта во время нагнетания под давлением $P_k < P_{opr}$. Вначале рассчитываем среднюю глубину обрабатываемых пластов

$$H = (H_1 + H_2)/2,$$

а далее по условию (5.6)

$$p_{гст} = \rho g H.$$

По условию (5.5) определяется $\text{grad } P_k$.

Проверяется условие (5.3), и делается вывод о возможности гидроразрыв пласта.

Таблица 5.1 – Варианты исходных данных

вариант	плотность жидкости в скважине ρ , кг/м ³	глубина H_1 , м	глубина H_2 , м	давление опрес- совки P_{opr} ; МПа	градиент давления гид- роразрыва пород grad $P_{грт}$; МПа/100 м	среднее пласто- вое давление $P_{пл}$; МПа
1	1000	1250	1370	15	1,8	12,3
2	1020	1300	1450	16	1,8	13,3
3	1050	1325	1490	17	1,8	13,9
4	1070	1350	1500	17	1,8	14,4
5	1100	1375	1510	18	1,8	15,1
6	1000	1400	1520	17	1,8	13,9
7	1020	1425	1550	17	1,8	14,5
8	1050	1450	1570	18	1,8	15,23
9	1070	1475	1600	19	1,8	15,8
10	1100	1500	1620	19	1,8	16,5
11	1000	1550	1675	18	1,8	15,5
12	1020	1600	1720	19,5	1,8	16,3
13	1050	1650	1770	20,5	1,8	17,33
14	1070	1700	1825	21	1,8	18,2
15	1100	1750	1890	22	1,8	19,3
16	1000	1250	1370	15	1,8	12,52
17	1020	1300	1450	16	1,8	13,2
18	1050	1325	1490	17	1,8	13,9
19	1070	1350	1500	17,5	1,8	14,45
20	1100	1375	1510	18	1,8	15,13
21	1000	1400	1520	17	1,8	14,1
22	1020	1425	1550	17,5	1,8	14,54
23	1050	1450	1570	18	1,8	15,3
24	1070	1475	1600	19	1,8	15,84
25	1100	1500	1620	19,5	1,8	16,6
26	1000	1550	1675	19	1,8	15,62
27	1020	1600	1720	20	1,8	16,41
28	1050	1650	1770	20,5	1,8	17,48
29	1070	1700	1825	21,5	1,8	18,34
30	1100	1750	1890	22,5	1,8	19,51

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8

Определение скин-эффекта и отношения продуктивностей.

Наиболее характерный показатель добывающих возможностей скважины - коэффициент продуктивности η , равный части суточного отбора продукции, которая приходится на единицу депрессии:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p} \quad (1)$$

где Q - дебит скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$) при депрессии (МПа); $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_z$; $p_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа; p_z - забойное давление, МПа.

Различают фактический коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{ф}}$ и потенциальный коэффициент продуктивности $\eta_{\text{п}}$, значения которого рассчитывают по известным значениям гидродинамических параметров продуктивных пластов.

Определяют фактический коэффициент продуктивности на основании индикаторных диаграмм (рис. 1), которые строятся по результатам исследования скважины на сложившихся режимах отбора продукции (не менее трех).

Индикаторная диаграмма отображает зависимость дебита ($\text{м}^3/\text{сут}$) скважины от депрессии:

$$Q = \eta_{\text{ф}} \Delta p \quad (2)$$

и дает возможность определить фактический коэффициент продуктивности

Согласно уравнению Дюпюи потенциальный дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$,

$$Q_{\text{п}} = 2\pi e \frac{\Delta p}{b \ln(R_K/r_0)}. \quad (3)$$

Разделив правую и левую части уравнения (3) на Δp , получим выражение для определения потенциального коэффициента продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{сут})$:

$$\eta_0 = 5,43 \cdot 10^{11} e \frac{1}{b \ln(R_K/r_0)}, \quad (4)$$

где $e = kh/\mu$ - гидропроводность продуктивных пластов, $\text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$; b - объемный коэффициент для нефти (коэффициент увеличения объема сепарированной нефти в пластовых условиях); k - проницаемость пластов, м^2 ; h - толщина продуктивной части пластов, м; R_K - радиус контура питания (зоны), м; r_0 - радиус ствола скважины в интервале продуктивных пластов, м.

Для наиболее распространенных значений $R_K = 250$ м и $r_0 = 0,1$ м, которые обеспечивают удовлетворительную для промышленных расчетов точность, уравнение (4) принимает вид

$$\eta_0 = 0,710^{11} e \frac{1}{b}, \quad (5)$$

Для определения гидропроводности пластов, охваченных фильтрацией во время отбора продукции, используют кривые восстановления давления на забое скважины, закрытой после отбора продукции на протяжении времени T с дебитом Q (рис. 2).

При отсутствии кривых восстановления давления (КВД) параметр гидропроводности можно определить через проницаемость и эффективную толщину пластов на основании керновых и промышленно-геофизических исследований.

Обработку КВД проводят, например, по методу Хорнера, в соответствии с которым процесс восстановления давления на забое скважины описывается уравнением

$$p_t = p_{пл} - l_p \frac{Qb}{4\pi\varepsilon} \quad (6)$$

или

$$p_t = p_{пл} - 0,208 \frac{Qb}{4\pi\varepsilon}$$

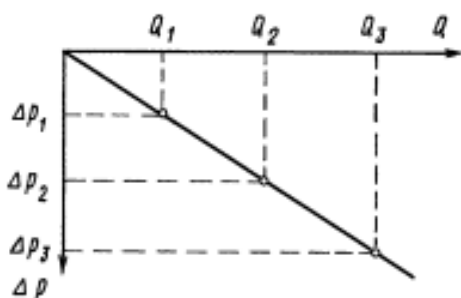


Рис.1 Типичная индикаторная диаграмма для фонтанной нефтяной скважины

где p_t - забойное давление через определенные промежутки времени t после закрытия скважины (5-10 мин); T - продолжительность работы скважины перед закрытием; Q - дебит скважины перед закрытием.

При наличии в зоне фильтрации вокруг скважины однородных по проницаемости коллекторов график зависимости (6) в координатах $p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$ можно изобразить в виде прямой (рис.3), наклон которой в оси времени

$$i = \frac{BC}{AB} = 0,208 \frac{Qb}{\varepsilon}$$

По угловому коэффициенту i определяют гидропроводность пластов, $\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{с})$, в зоне фильтрации вокруг скважины

$$\varepsilon = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i} \quad (7)$$

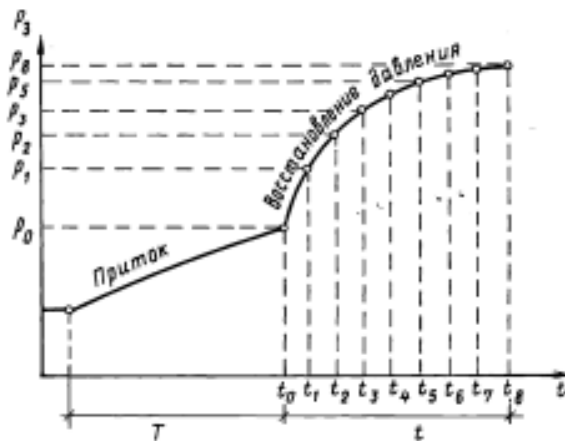


Рис.2. График изменения давления на забое скважины после ее закрытия

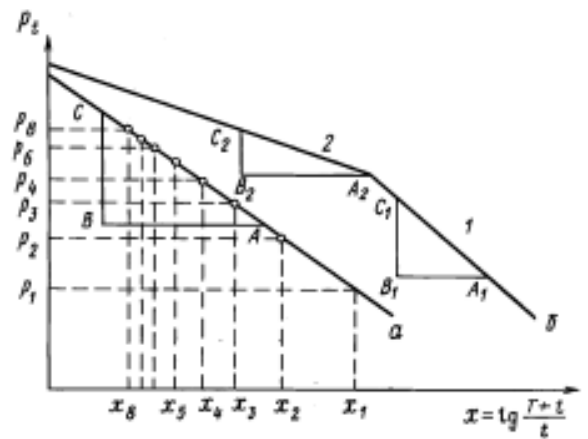


Рис.3. График восстановления давления на забое скважины после ее закрытия, преобразованный по методу Хорнера:
а - для однородного пласта; б - для пласта с ухудшенной гидропроницаемостью призабойной зоны; 1,2- призабойная и отдаленная зоны

Если в призабойной зоне скважины гидропроводность пластов ухудшается, тогда на графике восстановления давления (см. рис. 3) выделяются два прямолинейных отрезка 1 и 2 с коэффициентами наклона соответственно i_1 (призабойная зона) и i_2 (отдаленная зона), по которым на основании (7) определяют гидропроводность призабойной и отдаленной зон.

Поскольку продуктивность скважины находится в прямой зависимости от гидропроводности пластов и в обратной зависимости от депрессии, то уменьшение гидропроводности или дополнительные потери давления во время фильтрации продукции обуславливают уменьшение дебитов при одном и том же значении депрессии.

Наиболее обоснованные и объективные показатели состояния призабойной зоны скважины следующие: отношение коэффициентов продуктивности (фактического к потенциальному) $ОП$; отношение параметров гидропроводности (отдаленной зоны к призабойной зоне) $ОГ$; значение скин-эффекта S .

Показатель соотношения продуктивностей - это частное от деления фактического коэффициента продуктивности скважины на потенциальный коэффициент продуктивности:

$$е = \eta_u / \eta_0$$

Согласно выражениям для фактического $\gamma|_ф$ коэффициентов продуктивности получаем

$$ОП = \frac{2i}{\Delta p} \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}$$

а для значений $R_K = 250$ м; $r_c = 0,1$ м, которые обеспечивают удовлетворительную для промысловых расчетов точность:

$$\text{ОП} = 6,8 \frac{i}{\Delta p}$$

При известной гидропроводности пластов (на основании КВД) и значениях $R_K = 250$ м и $r_c = 0,1$ м соотношение продуктивностей можно определить по формуле

$$\text{ОП} = 1,43 \cdot 10^{-11} \eta_{\Phi} b$$

Отношение гидропроводностей находят делением параметра гидропроводности пластов отдаленной зоны на гидропроводность призабойной зоны, значения которых получают на основании КВД (см. рис. 17.3):

$$\text{ОГ} = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{от.з}} / \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{п.з}} = i_1 / i_2$$

где i_1 и i_2 - угловые коэффициенты прямолинейных отрезков кривой восстановления давления в координатах $\Delta p_t = f(\lg t)$ или $\Delta p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$ соответственно для призабойной и отдаленной зон. При невозможности определить гидропроводность призабойной зоны на основании кривой восстановления давления используют зависимость

$$\text{ОГ} = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{кпд}} / \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta}$$

где $\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{кпд}}$ — гидропроводность пластов, полученная на основании обработки кривой восстановления давления; $\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta}$ - гидропроводность пластов, полученная на основании фактического коэффициента продуктивности. Гидропроводность пластов, м³/(Па·с), определяют по формуле

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta} = 0,42 \cdot 10^{-11} \eta b_{\Phi} (\lg R_K - \lg r_c)$$

а при значениях $R_K = 250$ м и $r_c = 0,1$ м записывают в виде

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta} = 1,43 \cdot 10^{-11} \eta b_{\Phi}$$

Как первый (соотношение продуктивностей), так и второй (соотношение гидропроводностей) метод имеют тот недостаток, что здесь используются значения дебита, пластового давления и депрессии, точность которых в промышленных условиях, особенно при наличии низкопроницаемых коллекторов, не всегда гарантирована. Поэтому широкое применение, особенно в зарубежной практике, получил метод оценки состояния призабойной зоны через скин-эффект S .

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник. – М.: изд. центр «ЛитНефтеГаз». – 2008. – 848 с.
2. Булатов А. И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремейчука. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999.–472с.: ил.
3. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. - М.: Недра, 1996. - 183с., ил.
4. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.–632с.: ил.
5. Средства обеспечения освоения дисциплины:

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания
по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «Освоение и испытание скважин»
для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело,
направленность (профиль) Бурение нефтяных и газовых скважин

Ставрополь, 2025

Методические рекомендации предназначены для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность (профиль) Бурение нефтяных и газовых скважин.

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу бакалавриата входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы бакалавриата, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы бакалавриата, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы бакалавриата, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы бакалавриата. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;

- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Перечень основной литературы:

1. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник. – М.: изд. центр «ЛитНефтеГаз». – 2008. – 848 с.
2. Балицкий В.П., Храброва О.Ю. Технологические расчеты при бурении глубоких скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. - 104 с.
3. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин в 5 т.: Учебник. – Тюмень: ТюмГТУ, 2014. – 2288 с.

Перечень дополнительной литературы:

1. Басарыгин, Ю.М., Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебн. для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000.
2. Пустовойтенко И.П., Предупреждение и ликвидация аварий в бурении [Текст]: 3-е изд., перераб. и доп. / И.П. Пустовойтенко - М.: Недра, 1988. - 279 е.: ил.
3. Ясов В.Г. Осложнения в бурении [Текст]: учебн. для вузов / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. - М: Недра, 1992.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:

1. электронный курс лекций;
2. учебно-методическое пособие по выполнению практических занятий (электронная версия);
3. учебно-методическое пособие по выполнению лабораторных работ (электронная версия).

**Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»,
необходимых для освоения дисциплины:**

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. wwwURL: <http://e.lanbook.com/> - Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».