

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН
методические указания к выполнению практических работ и организации
самостоятельной работы обучающихся

Составитель старший преподаватель Гагарина О.В.

Нефтеюганск, 2024

Введение

Данные методические указания предназначены в помощь студентам по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» по приобретению знаний и навыков проектирования конструкций скважин с различными геологическими условиями, в том числе и при наличии мерзлых горных пород, зон аномальных пластовых давлений. При составлении методических указаний учтены «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1] и «Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин» [2].

1. Теоретические основы проектирования конструкции скважины

Спроектировать конструкцию скважины – значит выбрать метод вскрытия продуктивных пластов, определить необходимое для данных геологических условий количество обсадных колонн, диаметры и глубину спуска этих колонн, диаметры долот для бурения ствола под каждую колонну, обосновать интервалы.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико–экономических факторах:

- геологические особенности залегания горных пород;
- назначение и цель бурения скважины;
- состояние техники и технологии бурения;
- уровень квалификации буровой бригады;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способы освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

Конструкция скважин скважины должна обеспечивать [1,2]:

максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра

эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления и других методов повышения нефтеотдачи пластов;

условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

условия охраны недр и окружающей среды: в первую очередь за счет прочности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

минимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна.

Направление – первая колонна обсадных труб с наибольшим диаметром, служащая для предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья скважины, изоляции верхних водоносных пластов, перекрытия избыточно льдистых мерзлых горных пород, а также для соединения скважины с желобной системой. В скважинах, сооружаемых в акваториях, направление необходимо для укрепления ствола в толще донных осадков. Глубина его спуска от 20 до 60 м (реже до 100-150 м), определяется конкретными геолого-техническими условиями региона (месторождения). Наличие направления – обязательно (исключение его из конструкции скважины должно быть технологически обосновано).

Кондуктор – колонна обсадных труб, спускаемая в скважину после направления, и служащая для установки противовыбросового оборудования, подвески последующих обсадных колонн. Глубина спуска кондуктора

определяется из условия перекрытия верхних неустойчивых отложений, изоляции водоносных горизонтов, зон ММП с обязательным размещением башмака в плотных глинистых породах. Рекомендуется также перекрывать кондуктором неустойчивые отложения люлинворских глин (для месторождений Западной Сибири).

Промежуточные обсадные колонны предназначены для разобщения сравнительно глубоко залегающих интервалов несовместимых по условиям бурения. Они могут быть следующих видов: сплошные – перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья, независимо от крепления предыдущего интервала; хвостовики – для крепления только необсаженного участка скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину; летучки – служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами; «потайными»-перекрывающие лишь нижний участок скважины.

Эксплуатационная колонна – самая последняя колонна обсадных труб, предназначенная в основном для транспортировки добываемых пластовых флюидов на устье и нагнетания жидкостей в пласт в случае строительства нагнетательных скважин.

В технической литературе конструкцию скважин изображают следующим образом (рис.1): сплошными жирными линиями показывают обсадные колонны; число у верхнего конца- означает наружный диаметр колонны, у нижнего – глубину спуска. Если колонна перекрывает лишь нижний интервал скважины и не доходит до устья, то число у верхнего конца жирной линии означает глубину нахождения верхнего сечения колонны, диаметр же колонны показывают числом на уровне верхних концов остальных колонн (рис. 1б).

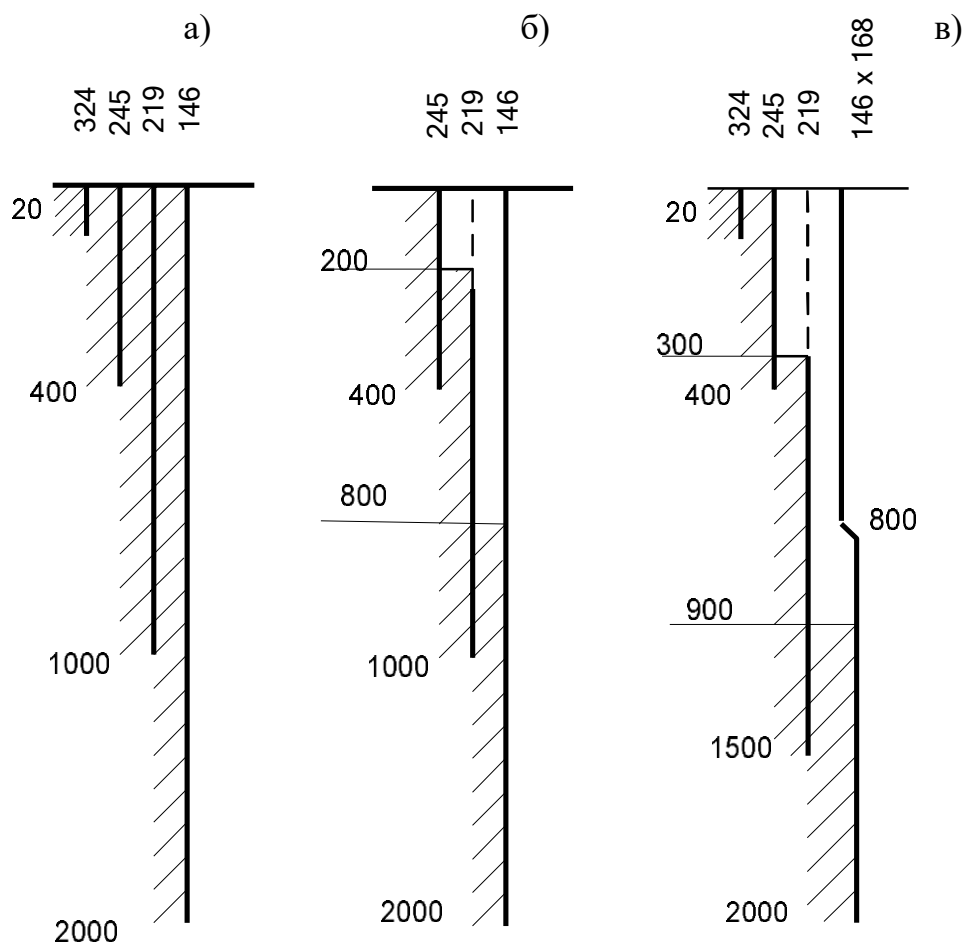


Рисунок 1. – Графическое изображение конструкции скважины:

- а) – со сплошными колоннами; б) – с хвостовиком;
- в) – с комбинированной колонной и хвостовиком.

Если верхний участок обсадной колонны составлен из труб большего диаметра, чем нижний, ее изображают ломаной жирной линией (рис. 1 в). У верхнего конца указывают оба диаметра, а у места излома линии – глубину стыковку участков. Такую колонну называют «комбинированной».

Интервалы цементирования показывают штриховкой; числа у верхней и нижней границ заштрихованного участка означают глубины интервала цементирования.

Проектирование конструкции скважин производится в два этапа. На первом этапе обосновывается метод входа в пласт и количество обсадных колонн, глубины их спуска. На втором – размеры колонн, диаметры долот, интервалы цементирования. При этом следует учитывать накопленный опыт строительства скважин как в целом по региону, так и по рассматриваемому месторождению. Необходимо принимать во внимание действующие на предприятии инструкции, регламенты и т.д.

2.1. Первый этап проектирования

Метод вскрытия определяется главным образом геологическими особенностями продуктивных пластов, к которым относятся прочность горных пород, слагающих продуктивный пласт, тип коллекторов (трещиноватый поровый), пластовое давление.

На рисунке 2 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и способа крепления продуктивного пласта.

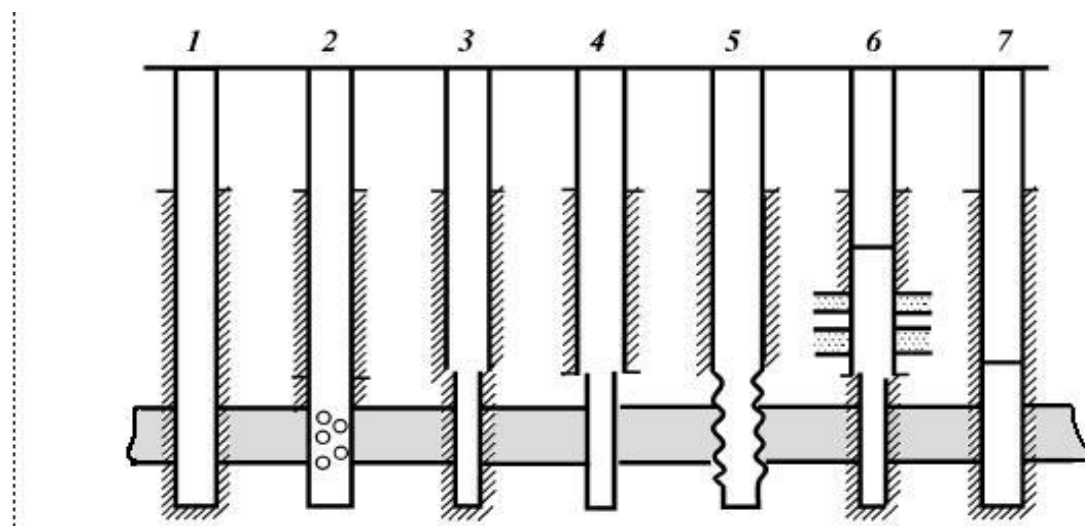


Рисунок 2. Типы конструкций эксплуатационных колонн:

1, 2 – сплошные колонны, зацементированные соответственно через башмак и специальные отверстия над пластом; 3, 4 – зацементированные колонны с хвостовиком; 5 – колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем); 6, 7 – комбинированные колонны, спущенные секциями.

Необходимое количество промежуточных обсадных колонн и глубины установки их башмаков определяются графически, по числу зон с несовместимыми условиями бурения, которые строятся сопоставлением градиентов пластовых (порových) давлений ($\text{grad } P_{\text{пл}}$), давлений гидроразрыва (поглощения) пластов ($\text{grad } P_{\text{гр}}$), прочности и устойчивости пород ($\text{grad } P_{\text{уст}}$) (рис. 3).

$$\text{grad } P_{\text{пл}z} = \frac{P_{\text{пл}}}{Z}, \text{ МПа/м}, \quad (1)$$

$$\text{grad } P_{\text{гр}z} = \frac{P_{\text{гр}}}{Z}, \text{ МПа/м}, \quad (2)$$

$$\text{grad } P_{\text{уст}z} = \frac{P_{\text{уст}}}{Z}, \text{ МПа/м}. \quad (3)$$

где Z – глубина замера давления; $P_{\text{уст}} = P_{\text{пл}} \cdot K_p$ – давление относительной устойчивости породы; K_p – коэффициент резерва в таблице 1, регламентированный [1].

Таблица 1 – Коэффициенты резерва

Глубина Z , м	≤ 1200	>1200
K_p не более	1,1	1,05

В газосодержащем пласте $\text{grad } P_{\text{пл}}$ и $\text{grad } P_{\text{гр}}$ рассчитываются для кровли и для подошвы.

Условия бурения в двух смежных зонах несовместимы, если технологические параметры бурения нижнего интервала приводят к возникновению осложнений в верхнем. Для того чтобы осложнения не возникали, до начала разбуривания нижней зоны, верхнюю необходимо надежно изолировать.

В предварительном варианте конструкции скважин количество обсадных колонн равно количеству зон с несовместимыми условиями бурения, а глубины спуска колонн соответствуют границам этих зон.

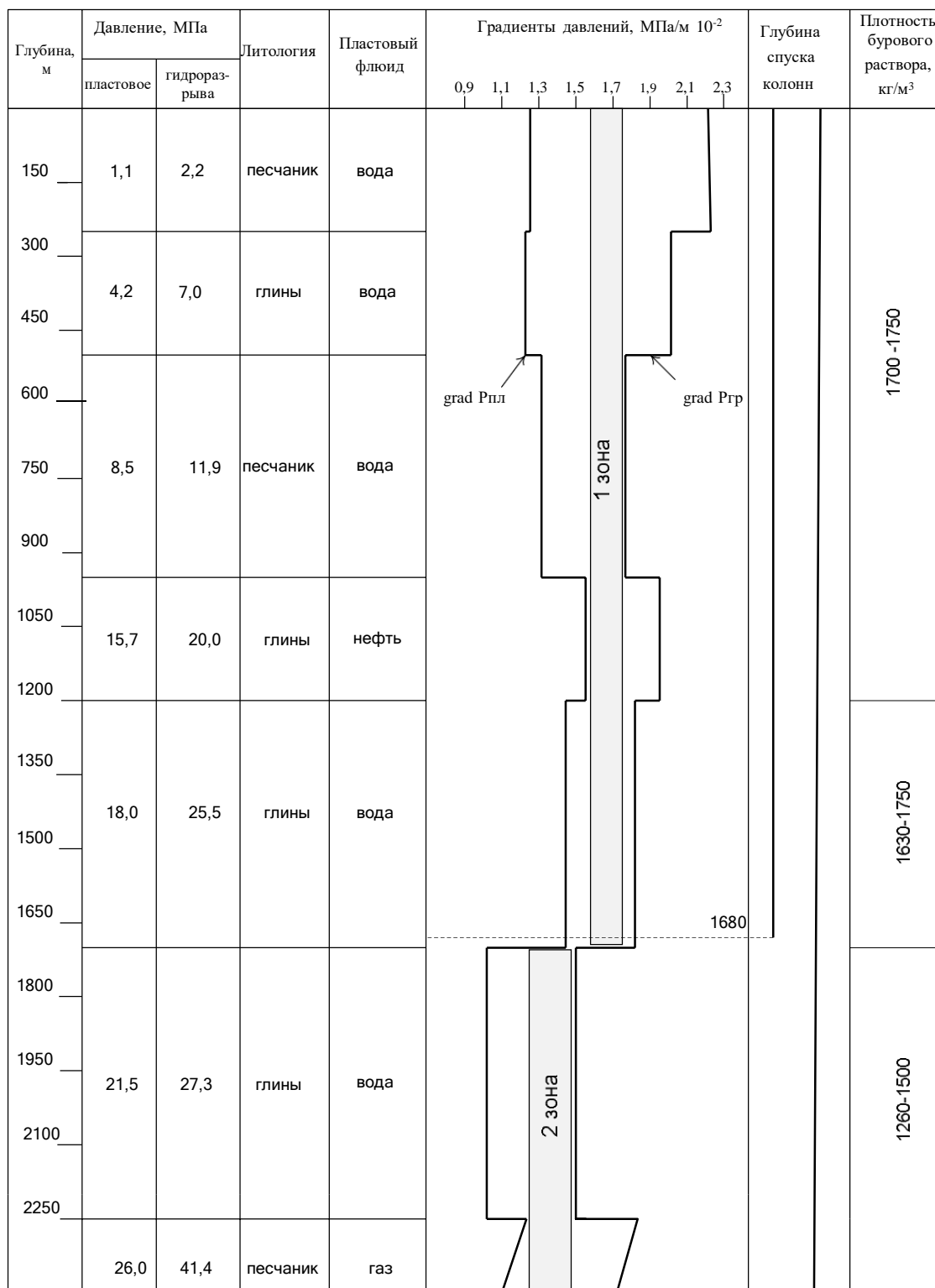


Рисунок 3.- График изменения градиентов пластового давления и давления гидроразрыва горных пород с глубиной скважины

Затем конструкцию конструкции скважины корректируют:

1. Если ту или иную зону можно изолировать другим способом, кроме спуска обсадной колонны, и стоимость скважины при этом не возрастет, то соответствующую колонну из конструкции исключают;

2. Учитывая особенности геологического разреза, предусматривают направление и кондуктор, выбирают тип промежуточных колонн.

3. Уточняют глубины спуска тех колонн, на которых должно быть установлено противовыбросовое оборудование.

Минимальная глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны уточняется из условия недопущения прорыва пластового флюида под башмаком колонны при закрытом устье во время ликвидации газопроявления. В общем случае допускается определять по формуле

$$H = K_p \frac{P_{Bz}}{\text{grad}P_{\Gamma z}}, \text{ м} \quad (4)$$

где P_{Bz} – максимальное возможное давление газа на глубине z при полном опорожнении скважины;

$$P_{Bz} = \frac{P_{\text{пл}}(2 - S)}{(2 + S)}, \text{ МПа} \quad (5)$$

$$S_i = 10^{-4} \cdot \bar{\gamma} \cdot (L - z). \quad (6)$$

где $\bar{\gamma}$ - относительный удельный вес газа по воздуху (0,6-0,7)

Глубина спуска эксплуатационной колонны в общем случае определяется глубиной залегания подошвы продуктивного горизонта (проектный интервал перфорации) с учетом технологического зумпфа (до 50 м) и цементного стакана (в среднем 20 м) в зависимости от способа вхождения в пласт, вторичного вскрытия пласта.

В результате, может быть получено несколько вариантов конструкции.

За окончательный следует принимать наиболее экономичный.

2.2. Второй этап проектирования

Выбирают диаметры обсадных колонн и долот.

Расчет всегда начинают с выбора диаметра эксплуатационной колонны. Для эксплуатационных и нагнетательных скважин диаметр эксплуатационной колонны задается заказчиком – нефтегазодобывающим предприятием исходя из ожидаемых суммарных дебитов (нефть + газ + вода), габаритов оборудования, которое должно быть спущено в данную колонну для обеспечения заданных дебитов. В таблицах 2 и 3 приведены примерные соотношения диаметров обсадных колонн и дебитов, применяемые на практике.

Таблица 2 - Нефтяные скважины

Суммарный дебит, м ³ /сут	<40	0-100	100-150	150-300	>300
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	114	127-140	140-146	168-178	178-194

Таблица 3 - Газовые скважины

Суммарный дебит, м ³ /сут · 10 ³	<75	<250	<500	<1000	<5000
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	114	114-146	146-168	168-219	219-273

Диаметр эксплуатационной колонны для поисково-разведочных скважин выбирают так, чтобы в них можно было выполнить необходимый комплекс геолого-геофизических исследований, опробовать перспективные горизонты.

Диаметры промежуточных колонн и кондукторов, а также диаметры долот для бурения под каждую колонну (d_d) находят из следующих соотношений [1]:

- диаметр ствола скважины под обсадную колонну с наружным диаметром по муфте (d_m)

$$d_d = d_m + \Delta_n, \text{ мм} \quad (7)$$

- наружный диаметр предыдущей обсадной колонны [$(d_n)_{\text{пред}}$]

$$(d_n)_{\text{пред}} = d_d + 2(\Delta_v + \delta), \text{ мм} \quad (8)$$

где Δ_n - разность диаметров между муфтой обсадной колонны и стенкой ствола скважины;

Δ_v - радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины (от 5 до 10 мм);

δ - наибольшая возможная толщина стенки труб данной колонны.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТ 20692-2003, а обсадных труб по ГОСТ 632-80.

В табл. 4 приведены требуемые [1] значения Δ_n для ряда обсадных труб.

Таблица 4- Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважин

Номинальный диаметр обсадных труб, d_n , мм				
114	140	168	273	324
127	146	178	299	340
		194		351
		219		377
		245		426
Разность диаметров*, Δ_n , мм				
15	20	25	35	39 - 45
*Отклонение от указанных величин должны быть обоснованы в проекте				

Основные сочетания размеров обсадных колонн и долот представлены в табл. 5.

Таблица 5- Сочетание размеров обсадных колонн и долот

Условный диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр, мм	
	муфты	долота
508	533,4	550
473	508	550
426	451	490
406	431,8	490
377	402	444,5
351	376	376
324	351	393,7
245	270	295,3
219	244,5	244,5
168	188	215,9
146	166	190,5; 215,9
114	133	146

Интервалы цементирования определяются в соответствии с Правилами [1], согласно которым направления и кондуктора цементируются до устья. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах, а также башмаком предыдущей обсадной колонной должна составлять соответственно не менее 150 и 500 м. Продуктивные горизонты, в т.ч. не подлежащие эксплуатации, истощенные горизонты, водоносные проницаемые горизонты, интервалы сложенные пластичными породами и породы насыщенные агрессивными по отношению к обсадным трубам объединяются в один общий, который должен быть зацементирован.

Кроме того, проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

- превышение гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;

- исключение гидроразрыва пород или интенсивного поглощения раствора;

- возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При ступенчатом цементировании, спуске колонн секциями нижняя и промежуточные ступени обсадных колонн, а также потайные колонны должны быть зацементированы по всей длине. Разрыв сплошности цементного кольца за обсадными колоннами не допускается.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 6.

Таблица 6 - Конструкция скважины

Колонна (наименование)	Диаметр		Глубина спуска колонны	Интервалы цементирования
	колонны	долота		

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Серия 08. Выпуск 4/ Колл. авт. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003.-312 с.
2. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин (РД 39-00147001-767-2000). – М.: ОАО «Газпром», ОАО НПО «Бурение», 2000.-277 с.

Задание

Обосновать конструкцию скважины для следующих геолого-технологических условий (табл. 7).

Таблица 7 – Варианты заданий

№ варианта	Глубина залегания пласта, (м)		Глубина замера, (м)	Давление, P,(МПа)		Характер насыщения пласта	Дебит, (м³/сут)
	2	3		пластовое	гидро разрыва		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	800	600	6,1	9,5	вода	
	800	1100	900	9,3	14,5	"-	
	1100	1500	1400	22,0	25,5	"-	
	1500	1750	1700	17,0	28,0	"-	
	1750	1900	1800	18,0	31,8	"-	
	1900	2350	2200	23,0	36,3	"-	
	2350	2500	2400	24,0	35,0	нефть	200
Интервал залегания неустойчивых пород 0-400 м.							
2	0	400	350	4,0	6,3	вода	
	400	720	650	7,0	9,5	"-	
	720	1000	850	10,0	15,0	"-	
	1000	1300	1200	15,0	19,0	"-	
	1300	1570	1500	16,0	20,5	"-	
	1570	1830	1800	19,4	22,0	"-	
	1830	2100	2000	21,1	33,0	нефть	250
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-300 м.							
3	0	500	300	3,0	6,0	вода	
	500	800	700	7,5	11,0	"-	
	800	1100	920	10,0	17,7	"-	
	1100	1550	1300	15,0	24,4	газ	
	1550	1900	1700	17,0	30,6	"-	
	1900	2200	2000	20,0	36,0	"-	
	2200	2500	2200	24,0	40,0	"-	
	2500	2800	2600	27,8	49,0	"-	
	2800	3300	3000	33,0	59,0	нефть	150
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-500 м.							
4	0	380	300	3,0	5,8	вода	
	380	860	700	7,2	9,6	"-	
	860	1550	1200	15,0	21,3	"-	
	1550	1900	1600	19,0	23,2	"-	
	1900	2600	2200	25,5	36,0	"-	
	2600	2820	2400	28,3	41,5	"-	
	2820	3200	3000	32,5	45,0	нефть	250
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-150 м.							

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8
5	0	300	180	1,8	3,3	вода	
	300	700	650	7,0	9,1	-"	
	700	1080	900	9,5	15,0	-"	
	1080	1560	1500	17,0	22,0	-"	
	1560	1900	1800	27,0	32,0	-"	
	1900	2220	2100	25,0	35,0	-"	
	2220	2570	2500	33,0	47,0	нефть	160
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-350 м.							
6	0	660	600	6,2	9,6	вода	
	660	1250	1200	10,0	15,0	-"	
	1250	1900	1600	19,0	23,2	-"	
	1900	2100	2000	24,5	32,0	-"	
	2100	2320	2200	25,3	38,5	-"	
	2320	2640	2500	29,5	42,0	нефть	150
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-150 м.							
7	0	550	500	5,5	8,5	вода	
	550	900	870	10,0	11,3	-"	
	900	1450	1300	18,5	22,1	-"	
	1450	1970	1800	25,6	32,4	-"	
	1970	2080	2000	28,0	37,4	-"	
	2080	2635	2300	29,5	40,7	-"	
	2635	2800	2700	31,0	47,3	газ	450000
Интервал залегания мерзлых горных пород 0-400 м.							
8	0	440	350	4,2	7,0	вода	
	440	800	610	6,2	10,7	-"	
	800	1030	950	11,6	17,0	газ	
	1030	1900	1500	18,0	23,0	-"	
	1900	2100	2000	20,0	27,0	-"	
	2100	2380	2300	26,7	36,8	нефть	290
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-400 м.							
9	0	400	200	2,0	3,5	вода	
	400	650	500	5,2	9,5	-"	
	650	950	700	8,0	12,5	-"	
	950	1200	1100	17,0	20,2	-"	
	1200	1350	1300	17,8	24,0	-"	
	1350	2000	1500	18,0	20,7	-"	
	2000	2200	2100	24,3	34,8	-"	
	2200	2600	2500	29,7	47,0	-"	
	2600	3000	2800	33,6	48,1	нефть	155
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-500 м.							

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8
10	0	440	380	4,0	6,2	вода	
	440	770	660	7,5	10,0	-"	
	770	1000	930	10,0	13,0	-"	
	1000	1800	1700	18,5	26,6	-"	
	1800	2250	2200	23,4	30,0	-"	
	2250	2600	2500	25,0	42,5	-"	
	2600	2850	2700	28,3	44,8	нефть	170
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-400 м.							
11	0	500	350	3,6	6,75	вода	
	500	940	680	7,0	9,5	-"	
	940	1730	1500	22,5	27,0	-"	
	1730	2040	1810	18,4	31,2	-"	
	2040	2650	2500	27,5	40,1	-"	
	2650	2880	2740	28,2	46,4	-"	
	2880	3100	3000	32,5	50,8	нефть	250
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-300 м.							
12	0	550	410	6,4	8,2	вода	
	550	830	800	10,0	15,7	-"	
	830	1200	1100	12,8	19,5	вода	
	1200	1350	1300	14,6	23,3	газ	
	1350	1850	1700	18,6	26,8	-"	
	1850	2100	1900	22,5	35,7	-"	
	2100	2870	2500	25,0	45,0	нефть	200
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-350 м.							
13	0	500	430	4,3	8,5	вода	
	500	910	750	8,2	13,5	-"	
	910	1680	1500	17,4	28,2	-"	
	1680	1800	1700	18,0	30,1	-"	
	1800	2200	1980	22,0	37,6	-"	
	2200	2750	2500	27,4	40,5	газ	300000
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-520 м.							
14	0	200	100	1,0	2,3	вода	
	200	800	500	6,5	10,0	-"	
	800	1100	920	10,0	17,7	-"	
	1100	1550	1300	15,0	24,4	газ	
	1550	1900	1700	17,0	30,6	-"	
	1900	2200	2000	20,0	36,0	-"	
	2200	2500	2200	24,0	40,0	-"	
	2500	2800	2600	27,8	49,0	-"	

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8
15	0	180	100	1,0	2,0	вода	
	180	470	350	4,0	6,2	-"	
	470	700	620	6,8	9,7	-"	
	700	1200	1000	12,0	18,0	-"	
	1200	1600	1400	15,0	19,5	-"	
	1600	2000	1900	21,0	30,0	-"	
	2000	2520	2200	23,0	35,2	нефть	200
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-500 м.							
16	0	200	100	1,0	2,3	вода	
	200	550	400	4,7	6,6	-"	
	550	900	730	9,0	14,4	-"	
	900	1500	1300	15,0	22,8	-"	
	1500	1750	1450	18,0	25,4	-"	
	1750	2300	2000	22,0	41,5	-"	
	2300	2700	2500	27,0	45,0	-"	
	2700	3200	3000	33,0	52,4	газ	1000000
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-430 м.							
17	0	400	300	3,5	5,0	вода	
	400	750	550	7,0	9,8	-"	
	750	1000	900	9,0	12,6	-"	
	1000	1370	1150	17,3	20,8	-"	
	1370	1900	1500	18,0	24,5	-"	
	1900	2500	2200	23,5	37,0	-"	
	2500	2950	2650	27,8	44,3	нефть	120
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-300 м.							
18	0	270	100	1,0	2,2	вода	
	270	500	350	4,0	7,0	-"	
	500	930	700	8,5	11,9	-"	
	930	1200	1000	15,7	20,0	-"	
	1200	1700	1500	18,0	25,5	-"	
	1700	2300	2100	21,0	27,3	-"	
	2300	2610	2450	26,0	41,4	газ	500000
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-350 м.							
19	0	450	300	3,3	5,7	вода	
	450	800	600	7,0	10,2	-"	
	800	1300	1200	17,0	22,0	-"	
	1300	1500	1400	15,5	24,0	газ	
	1500	1800	1600	19,5	26,6	вода	
	1800	2300	2000	24,8	36,0	-"	
	2300	2810	2600	27,0	41,7	нефть	170

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8
20	0	310	200	2,0	3,6	вода	
	310	520	400	5,4	8,0	-"	
	520	770	620	7,0	10,0	-"	
	770	1000	900	10,0	15,0	-"	
	1000	1850	1400	20,0	24,5	-"	
	1850	2400	2100	25,0	30,0	-"	
	2400	3000	2700	27,9	43,2	газ	150000
Интервал залегания мерзлых горных пород 0-400 м.							
21	0	600	300	3,0	5,8	вода	
	600	820	600	6,0	9,6	-"	
	820	1100	900	12,0	16,2	-"	
	1100	1410	1350	14,0	25,0	газ	
	1410	1760	1550	19,2	31,1	вода	
	1750	2100	1900	21,5	38,2	-"	
	2100	2500	2500	25,0	40,0	-"	
	2500	2800	2700	30,0	45,0	газ	510000
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-300 м.							
22	0	450	420	4,5	7,5	вода	
	450	700	650	7,0	9,1	-"	
	700	1180	900	9,5	15,0	-"	
	1180	1560	1500	17,0	22,0	-"	
	1560	1900	1800	20,0	32,0	-"	
	1900	2320	2100	25,0	35,0	-"	
	2320	2770	2500	29,5	41,0	нефть	130
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-550 м.							
23	0	580	450	4,5	7,1	вода	
	580	860	700	7,2	9,6	-"	
	860	1550	1200	15,0	21,3	-"	
	1550	1900	1600	19,0	23,2	-"	
	1900	2600	2200	25,5	36,0	-"	
	2600	2820	2400	28,3	41,5	-"	
	2820	3200	3000	32,5	45,0	газ	600000
Интервал залегания мерзлых горных пород 0-450 м.							
24	0	550	500	5,5	8,5	вода	
	550	980	870	10,0	11,3	-"	
	980	1450	1350	19,0	24,1	-"	
	1450	1970	1800	21,6	32,4	-"	
	1970	2380	2100	28,0	37,4	-"	
	2380	2635	2300	29,5	40,7	-"	
	22635	2900	2700	32,0	48,3	нефть	170

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8
25	0	200	130	1,3	2,2	вода	
	200	440	350	4,2	6,3	-"	
	440	800	610	6,2	10,7	-"	
	800	1030	950	11,0	17,0	-"	
	1030	1900	1500	21,0	27,0	-"	
	1900	2100	2000	23,6	34,0	-"	
	2100	2380	2300	26,7	36,8	нефть	140
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-300 м.							
26	0	450	300	3,3	5,7	вода	
	450	800	600	5,0	10,2	-"	
	800	1500	1200	12,0	19,5	-"	
	1500	1800	1600	18,0	26,6	-"	
	1800	2300	2000	22,0	36,0	-"	
	2300	2810	2600	27,0	41,7	газ	200000
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-450 м.							
27	0	450	200	2,0	3,6	вода	
	450	700	400	4,4	8,0	-"	
	700	950	620	6,5	10,0	-"	
	950	1300	900	13,0	15,0	газ	
	1300	1470	1400	15,0	24,5	вода	
	1470	1700	1600	17,0	30,0	-"	
	1700	2200	2000	22,0	36,0	-"	
	2200	2600	2500	26,0	43,2	газ	150000
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-470 м.							
28	0	400	350	3,5	6,0	вода	
	400	500	430	4,3	8,5	-"	
	500	910	750	8,2	13,5	-"	
	910	1680	1500	17,4	28,2	-"	
	1680	1800	1700	18,0	30,1	-"	
	1800	2200	1980	22,0	37,6	-"	
	2200	2750	2500	27,4	40,5	газ	400000
Интервал залегания неустойчивых горных пород 0-350 м.							
29	0	300	180	1,8	3,3	вода	
	300	500	420	4,5	7,5	-"	
	500	700	650	7,0	9,1	-"	
	700	1180	900	9,5	15,0	-"	
	1180	1560	1500	17,0	22,0	-"	
	1560	1900	1800	20,0	32,0	-"	
	1900	2320	2100	25,0	35,0	-"	
	2320	2770	2500	29,5	41,0	газ	140000

Методические указания по дисциплине “Строительство и ремонт скважин”

Тема: (Проектирование конструкции скважины) для студентов по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» " очной и заочной форм обучения

Составители: Гагарина О.В. – старший преподаватель