

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

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ**

«Методы повышения производительности скважин»

Направление подготовки	21.03.01 Нефтегазовое дело	
Направленность (профиль)	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ газа	
Год начала обучения	2026	
Форма обучения	очная	очно-заочная
Реализуется в семестре	___7___	___7___

Ставрополь
2026

Содержание

1	Кислотные ванны	3
2	Планирование кислотных обработок и прогнозирование их эффективности в осложненных условиях эксплуатации скважин	6
3	Выбор химических реагентов при кислотных обработках.	11
4	Расчет соляно-кислотной обработки ПЗП.	16
5	Термокислотная обработка ПЗП	20
6	Расчет гидравлического разрыва пласта	21
7	Проектирование способа освоения скважины после процесса интенсификации	26
8	Расчет технологических параметров гидropескоструйной перфорации	28
9	Выбор метода термодинамического воздействия на пласт	32
	Список рекомендуемой литературы	37

Практическое занятие 1

Кислотная ванна

Кислотная ванна проводится с целью удаления глинистой корки и очистки фильтровой части скважины и трещин у стенок скважины.

Для различных условий рекомендуется применять два вида кислотных ванн:

- без давления;
- под давлением.

Кислотную ванну без давления применяют для удаления глинистой корки, очистки фильтровой части скважины перед обработкой призабойной зоны и проводят по следующей технологии.

Промыть скважину до забоя (пресной, минерализованной водой, водным раствором ПАВ, слабым водным раствором соляной кислоты, конденсатом, дизтопливом, меловым раствором). При негерметизированном устье промывка производится жидкостью соответствующего удельного веса.

Закачать необходимый объем кислотного раствора в скважину и разместить в колонне или открытом стволе в пределах вскрытой части пласта.

После реакции промыть скважину до забоя легкой жидкостью (водой, конденсатом, слабым раствором кислоты).

Кислотная ванна под давлением применяется также для очистки устья трещин в пласте перед кислотной обработкой. Кислота продавливается в пласт под давлением, превышающим пластовое, но не превосходящим гидростатическое давление промывочного раствора при вскрытии пласта бурением.

Объем кислотного раствора

$$V_p = \pi r_c^2 h \quad (1.1)$$

где h – обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта,

r_c – радиус скважины.

Объем товарной кислоты

$$Vk = V_{pxp}(5.09xp + 999) / [xk(5.09xk + 999)], \quad (1.2)$$

где X_p , X_k – соответственно, объёмные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, %.

В качестве химических реагентов при кислотной обработке используют стабилизаторы (замедлители реакции), ингибиторы коррозии и интенсификаторы. В технической соляной кислоте обычно содержится до 0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого $G_{хб}$ рассчитывается по формуле

$$G_{хб} = 21,3V_p \left(\frac{ax_p}{x_k} - 0.02 \right), \quad (1.3)$$

где a – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, ($a = 0,4$ %).

Объём хлористого бария

$$xб = G_{хб} / \rho_{хб}, \quad (1.4)$$

где $\rho_{хб}$ – плотность хлористого бария, ($\rho_{хб} \approx 4000$ кг/м³).

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту, объём которой рассчитывается по формуле

$$V_{ук} = b_{ук} V_p / C_{ук}, \quad (1.5)$$

где $b_{ук}$ – норма добавки 100 % – ной уксусной кислоты ($b_{ук} = 3$ %);

$C_{ук}$ – объёмная доля товарной уксусной кислоты ($C_{ук} = 80$ %).

Объём ингибитора

$$V_u = b_u V_p / C_u, \quad (1.6)$$

где b_u – норма добавки ингибитора, %.

Если в качестве ингибитора используется реагент В-2, то $b_u = 0,2$ %;

C_u – объёмная доля товарного ингибитора, % ($C_u = 100$ %).

Объём интенсификатора

$$V_{ин} = b_{ин} V_p / 100, \quad (1.7)$$

где $b_{ин}$ – норма добавки интенсификатора.

Если в качестве интенсификатора используется Марвелан-К, то $b_{ин} = 0,3$ %

Объём воды для приготовления кислотного раствора

$$V_v = V_p - V_k - (V_{хб} + V_{ук} + V_u + V_{ин}), \quad (1.8)$$

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в ёмкость воду, добавляют к воде расчётные объёмы ингибитора V_u уксусной кислоты $V_{ук}$, а затем расчётное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая, затем добавляют хлористый барий $V_{хб}$ и интенсификатор $V_{ин}$, перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления.

Задача 1.1. Рассчитать необходимое количество реагентов для приготовления кислотного раствора при обработке скважины радиусом 0,2 м, карбонатный продуктивный

горизонт, вскрытая толщина которого $h = 10,5$ м. Техническая соляная кислота имеет концентрацию 27,5 %. Кислотный раствор должен иметь концентрацию 13,5 %.

Решение:

Объём кислотного раствора :

$$V_p = 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 10,5 = 1,32 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объём товарной кислоты

$$V_k = \frac{1,32 \times 13,5(5,09 \times 13,5 + 999)}{27,5(5,09 \times 27,5 + 999)} = 0,61 \text{ м}^3$$

Определим количество хлористого бария

$$G_{xb} = 21,3 \times 1,32 \left(\frac{0,4 \times 13,5}{27,5} - 0,02 \right) = 5,5 \text{ кг},$$

или его объём

$$V_{xb} = \frac{5,5}{4000} \cong 1,4 \times 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Определяем объём уксусной кислоты

$$V_{ук} = \frac{3 \times 1,32}{80} = 4,95 \times 10^{-2} \text{ м}^3.$$

По формулам рассчитываем объём ингибитора и интенсификатора

$$V_{ii} = \frac{0,2 \times 1,32}{100} = 2,6 \times 10^{-3} \text{ м}^3.$$

$$V_{ин} = \frac{0,3 \times 1,32}{100} = 4 \times 10^{-3} \text{ м}^3$$

и определяем объём воды

$$V_{в} = 1,32 - 0,61 - (0,0014 + 0,0495 + 0,0026 + 0,004) = 0,65 \text{ м}^3.$$

Таблица 1.1 - Варианты расчета кислотной ванны

Варианты Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
вскрытая толщина коллектора, h, м	25	27	29	26	28	24	26	30	25	27
концентрация кислотного раствора, %	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Вопросы к практическому занятию

1. Цель проведения кислотной ванны?
2. Как определяется объем товарной кислоты?

Практическое занятие 2

Планирование кислотных обработок и прогнозирование их эффективности в осложненных условиях эксплуатации скважин

При рассмотрении особенностей геологического строения месторождений и условий их разработки приходится сталкиваться с многообразием различных факторов, влияющих на успешность и эффективность геолого-технических мероприятий, направленных на повышение продуктивности скважин. Из промысловой практики планирования и осуществления ГТМ известно, что найти наиболее оптимальные условия и режимы обработки призабойной зоны пласта практически невозможно без изучения влияния всей совокупности воздействующих факторов. Наибольшая трудность выбора способов обработки призабойной зоны отмечается для скважин, работающих в осложненных условиях, например при забойном давлении ниже давления насыщения, наличии смоло-парафиновых отложений в ПЗП, высокой послойной неоднородности коллекторов.

Такие условия не только усложняют выбор способа ОПЗ и определение режима его обработки, но и делают малопредсказуемыми результаты ОПЗ без проведения специальных исследований. Определенную информацию о состоянии ПЗП дают гидродинамические исследования. Однако традиционные методы исследования и объемы осуществления их на промыслах дают лишь усредненную характеристику по залежи или перфорированному интервалу продуктивного пласта. В условиях послойной неоднородности пород по проницаемости такая информация еще более теряет свою значимость. Принимая во внимание то, что для фонда скважин, эксплуатируемого насосным способом, как правило, единственным методом гидродинамических исследований является лишь снятие кривых восстановления уровня, опираться на данные этих исследований при оценке целесообразности проведения ОПЗ, определении режима обработки и ее эффективности становится недостаточным.

Для получения достоверных результатов прогнозирования эффективности методов повышения производительности скважин следует конкретизировать условия обработки ПЗП, а именно, прогнозировать эффективность кислотных обработок в порово-трещиноватых

неоднородных по проницаемости карбонатных коллекторах. С целью отбора диагностических признаков проведен ретроспективный анализ эффективности кислотных обработок на месторождениях Удмуртии за 6-летний период. Результаты обобщения промысловых материалов, а также данных целевых исследований, проведенных в этом направлении, позволили выделить 10 наиболее информативных показателей, влияющих на конечный результат обработки.

К ним по степени значимости отнесены:

- кратность кислотных обработок, проведенных в одной скважине;
- показатель снижения дебита (отношение максимального дебита за все время эксплуатации к текущему дебиту $Q_{\text{нак}}/Q_{\text{тек}}$);
- послойная неоднородность пород по проницаемости (отношение минимальной проницаемости в интервале обработки к максимальной проницаемости пород в том же интервале);
- средневзвешенная проницаемость по пласту;
- показатель изменения пластового давления;
- температурный показатель пласта (отношение пластовой температуры к температуре насыщения нефти парафином $T_{\text{п}}/T_{\text{н}}$);
- условный показатель газонасыщенности ПЗП

(2.1)

где $P_{\text{н}}$ - давление насыщения, МПа;

$P_{\text{з}}$ - давление на забое скважины, МПа;

G - газовый фактор, м³/т;

- удельный расход кислотного раствора;
- обводненность продукции скважин;
- охват перфорацией пласта (отношение толщины продуктивного пласта к перфорированной толщине пласта).

Для качественной оценки эффективности кислотных обработок с учетом перечисленных признаков использован метод ранговой классификации, причем ранжирование признаков проведено в последовательности убывания их значимости (ранжирование по горизонтали) и в зависимости от числовых (количественных) показателей признака (ранжирование по вертикали), таблица 2.2.

Наибольшая сумма рангов по совокупным признакам, полученная путем умножения числового значения ранга по горизонтали на ранг по вертикали, составляет 330 и соответствует

наилучшим условиям проведения ОПЗ, от которых может быть получен наибольший эффект в конечном итоге. Минимальная сумма рангов составляет 55 и соответствует наихудшим условиям обработки.

Применение метода ранговой классификации дает возможность наиболее правильно выбрать скважины для обработок без проведения достаточно сложных для насосного фонда скважин гидродинамических исследований пласта. Целесообразность кислотных обработок оценивается пороговыми значениями суммы рангов. Так, высокую успешность обработок можно ожидать при сумме рангов в интервале более 270, среднюю - в интервале 160-230, низкую - в интервале 55-120. Достоверность обозначенных ранговых интервалов основана на результатах анализа эффективности многочисленных кислотных обработок, проведенных на месторождениях Удмуртии. Очевидно, для иных условий, в сравнении с рассматриваемыми могут быть введены другие или исключены некоторые из ранее введенных показателей. Например, при забойных давлениях выше давления насыщения может быть исключен показатель газонасыщенности, при пластовых температурах выше температуры насыщения значимость температурного показателя пласта снижается или исключается полностью и т.д. Поэтому для конкретных условий разрабатываемых месторождений необходимо уточнять ранговые показатели. Ранговые показатели могут изменяться и в зависимости от выбранного метода кислотной обработки. Так, при использовании поинтервальной кислотной обработки показатель послойной неоднородности пород по проницаемости берется в пределах интервала обработки, а не по всей перфорированной толщине пласта. Таким образом, несмотря на простоту данной методики, она требует творческого подхода для получения наиболее достоверных результатов. В последующем методика может совершенствоваться в зависимости от конкретных условий разработки месторождения и геологических особенностей строения продуктивного пласта.

Использование данного метода позволяет сделать качественную оценку эффективности применения кислотных обработок ПЗП для конкретных геологических условий залежи. Кроме того, он позволяет оценить в процентном отношении возможный прирост дебита от исходного (до обработки) при условии соблюдения режимов ОПЗ.

Пример. Определить успешность кислотных обработок на скважине при следующих условиях: ранее были проведены 2 кислотные обработки; проницаемость пласта варьирует от 180 мД до 60 мД; карбонатность - более 35 %; обводненность продукции составляет $n_b=5,8\%$. В начале эксплуатации дебит скважины составлял 57 м³/сут, текущий дебит - 25 м³/сут.

Начальное пластовое давление 10,5 МПа, текущее пластовое давление 14 МПа, забойное давление 11,99 МПа, давление насыщения 12,1 МПа. Толщина продуктивного пласта $h=20$ м, перфорация $H_{\text{перф}}=9$ м. Газовый фактор $G=85,4$ м³/т. Пластовая температура $T_{\text{пл}}=58$ °С, температура насыщения нефти парафином $T_{\text{нас}}=40$ °С.

По приведенной методике определяем сумму рангов – около 270, следовательно можно ожидать высокую успешность соляно-кислотной обработки.

Таблица 2.1 – Варианты для определения успешности кислотных обработок

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n	2	1	3	1	4	3	0	2	1	4
k_{max} , мД	180	140	620	200	160	350	170	280	340	240
k_{min} , мД	60	120	80	120	60	70	130	220	60	60
Карб-ть, более %	35	35	60	55	28	78	47	60	35	30
n_b	5,8	13,2	77	17,5	10,7	5	7,4	5,8	5	52,3
$Q_{\text{нач}}$, м ³ /сут	57	25	19,1	27	26	15,2	38	22,1	38	21,3
$Q_{\text{тек}}$, м ³ /сут	25	12	18,3	23	17	7,96	25	14,6	25	19,4
$P_{\text{пл нач}}$, МПа	10,5	1,3	18,75	12,14	13,3	23,7	10,5	15,1	18,6	16,3
$P_{\text{пл тек}}$, МПа	14	8	15,5	9,2	12,6	18,8	14	13,7	18,1	14,1
$P_{\text{заб}}$ МПа	11,99	8,96	14,1	7,48	11,2	15,7	11,99	12,2	16,8	12,6
$P_{\text{нас}}$ МПа	12,1	10,0	14,9	8,2	11,3	18,67	12,1	13,5	18	13,8
H, м	20	5	15	25	30	26	20	34	15	10
$H_{\text{перф}}$, м	9	4	12	15	16	12	9	25	6	10
G, м ³ /т	85,4	92,6	115,4	105,8	95,6	83,9	85,4	76,7	66,7	68,4
$T_{\text{пл}}$ °С	58	32	44	33,2	59	60	58	49	60	38
$T_{\text{нас}}$ °С	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

Таблица 2.2 - Ранжирование признаков по горизонтали и вертикали

Ранги по вертикали	Кратность обработки (порядковый № обработки)	Послойная неоднородность пород по проницаемости, $K_{\max}/K_{\min}$	Проницаемость средняя, 1000 мкм ²	Обводненность, %	$Q_{\text{нак}}/Q_{\text{тек}}$	$R_{\text{пл.н}}/R_{\text{пл.т}}$	Удельный расход кислотного раствора, м ³ /м	Отношение толщины пласта к перфорированной толщине	$T_{\text{пл}}/T_{\text{нас}}$	
	Ранги по горизонтали									
	<i>10</i>	<i>9</i>	<i>8</i>	<i>7</i>	<i>6</i>	<i>5</i>	<i>4</i>	<i>3</i>	<i>2</i>	<i>1</i>
<i>1</i>	6	> 10	450-350	> 70	1	1,4-1,25	<0,5	1	0,8-0,9	>12
<i>2</i>	5	9,9 - 7	349-200	70 - 50	1,01-1,2	1,24-1,1	0,51-0,8	1,1-1,4	0,91-1	11,9-8
<i>3</i>	4	6,9 - 5	< 50	49,9-30	1,21-1,5	1,09-0,9	0,81-1	1,41-1,6	1,1-1,2	7,9-5
<i>4</i>	3	4,9 - 3	100-50	29,9-15	1,51-2,0	0,89-0,8	1,1-1,5	1,61-1,8	1,21-1,3	4,9-3
<i>5</i>	2	2,9 – 1,5	199 - 150	14,9-5	2,01-3,0	0,79-0,7	1,51-2	1,81-2	1,31-1,4	2,9-1
<i>6</i>	1	1,5 - 1	149 - 100	5	>3	<0,7	>2	>2	1,41-1,5	<1

Примечание. При обводненности продукции скважин более 50% рекомендуется применять только поинтервально-направленные и поинтервальные кислотные обработки. Интервал ОПЗ определяется после исследования источника обводнения и его нахождения по толщине пласта.

1. Какие информативные показатели влияют на конечный результат кислотной обработки?
2. Качественная оценка эффективности кислотных обработок?
3. От чего зависят ранговые показатели?

Практическое занятие 3

Выбор химических реагентов при кислотных обработках

Важная роль в обеспечении рациональных темпов отбора нефти и газа из продуктивного горизонта принадлежит правильному выбору метода воздействия на призабойную зону пласта и подбору необходимых химических реагентов, применяемых при осуществлении этих методов. Практика кислотных обработок показывает, что помимо основного рабочего кислотного раствора используются различные вещества – добавки, выполняющие роль интенсификаторов, стабилизаторов, замедлителей реакции, ингибиторов коррозии и другие, обеспечивающие повышение эффективности планируемого метода воздействия.

Интенсификаторы

Интенсификаторы предназначены для увеличения скорости нейтрализации кислотного раствора (КР) в обрабатываемом пласте, характеризующемся низкой пластовой температурой, В качестве интенсификаторов используются различные кислоты, например, смесь соляной и плавиковой кислот и др.

Для увеличения скорости реакции кислоты с породой используется способ прогрева ПЗП горячей продавочной жидкостью (нефть, конденсат) или подогретым КР).

Применение ПАВ (поверхностно-активных веществ) как «интенсификаторов» при солянокислотных обработках скважин способствует повышению эффективности этих обработок, т. е. увеличению дополнительной добычи и снижению ее себестоимости и увеличению приемистости нагнетательных скважин.

В кислотные растворы для обработки скважин прибавляют ПАВ в объеме 0,1 – 0,5 % для снижения поверхностного натяжения и облегчения проникновения кислотных растворов через капилляры породы. При этом могут использоваться анионные, катионные и неионные ПАВ. В качестве составляющих рабочих агентов при кислотной обработке скважин широкое распространение получили такие ПАВ, как алкиларилсульфонаты, сульфонаты нефти, алкилфенолэтоксилаты, этоксилированный спирт и т. д. За счет уменьшения межфазного

натяжения между кислотой или истощенной кислотой и пластовой газоконденсатной смесью (состоящей из газа и углеводородной жидкости – конденсата) сокращается до минимума сопротивление прохождению раствора через капилляры пласта. Установлено, что часть прибавленных ПАВ адсорбируется на породе, при этом процесс зависит в основном от их структуры, свойств породы, состава пластовой воды и температуры. Прибавлением спиртов (метилового, изопропилового, бутилового) в объеме до 10 % уменьшается также межфазное натяжение. Действие ПАВ можно усилить определенными добавками, такими как спирты, альдегиды или другие продукты.

Из числа испытанных ПАВ лучшие результаты по увеличению фазовой проницаемости для нефти дали катионоактивные ПАВ — катапин-А, катамин-А, карбозолин-0, марвелан-КО. Лишь незначительно уступает им анионоактивное ПАВ – Са-Дс. Неионогенные ПАВ ОП-10 и УФЭ8 дали значительно худшие результаты, но все же определенный положительный результат получен и от них.

Для кислотных обработок нагнетательных скважин с остаточной нефтенасыщенностью в призабойной зоне рекомендуются реагенты ОП-10, УФЭ8, КАУФЭ14, дисолван 4411 (производство ФРГ) и другие.

Стабилизаторы

Одним из наиболее неприятных побочных явлений, возникающих при кислотной обработке пластов, является выпадение в осадок вторичных продуктов реакций с железом, алюминием или кальцием (особенно после начала истощения кислоты).

Осаждение соединений железа предотвращают, прибавляя в кислотные растворы комплексирующие агенты («закрепители»). С этой целью используется ряд кислот и органических соединений. Наиболее известной является лимонная кислота ($C_6H_8O_7$), которая образует с железом растворимый комплекс (применяется при пластовых температурах продуктивного горизонта до 90 °С, расход ее составляет 20 кг/м³). Лимонная кислота может реагировать как с железом в растворе, так и с его нерастворимыми соединениями. Соединения железа с лимонной кислотой не реагируют с другими соединениями.

Термин «стабилизатор» в условиях процесса кислотной обработки применяется в том смысле, что добавление этого реагента предупреждает выделение окисных соединений железа в осадок в виде гидратов окиси железа, как только кислотный раствор израсходует свою химическую активность на растворение породы и pH раствора достигнет величины более 3,5. Уксусная кислоты как стабилизатор раствора, способствует удержанию окисных соединений железа в растворенном состоянии после полной нейтрализации кислотного раствора породой (применяется при пластовых температурах продуктивного горизонта до 70 °С, расход ее составляет 50 кг/м³). При умеренных температурах эффективна (до 60 °С) смесь лимонной (6 кг/м³) и уксусной (11 кг/м³) кислот.

Кроме указанных выше в качестве стабилизаторов при соляно-кислотных обработках используются также этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТК, при относительно высоких пластовых температурах – до 90 °С, расход составляет 36 кг агента на 1 м³ 15 % раствора HCL) и нитрохлортрехуксусная кислота (НТК, при температурах около 90 °С, расход 30 кг/м³).

Другим способом борьбы с вторичными отложениями является использование для обработки призабойной зоны (ОПЗ) органических кислот вместо соляной. К ним можно отнести уксусную кислоту с добавлением к ней ПАВ для предотвращения эмульгирования, а также ингибитор коррозии. Хорошие результаты в этом отношении дает применение смеси карбоновых кислот, так называемый оксидат.

В настоящее время для снижения скорости растворения карбонатов в соляной кислоте и стабилизации соединений железа рекомендуется и применяется уксусная кислота.

Присадки–замедлители (нейтрализаторы)

Для увеличения зоны охвата призабойной зоны пласта (глубины проникновения) солянокислотной обработкой в условиях, когда прилегающая к фильтру часть пласта хорошо дренирована, а пласт характеризуется средней или повышенной проницаемостью, применяют различного рода замедлители.

В настоящее время для снижения скорости растворения карбонатов в соляной кислоте и стабилизации соединений железа рекомендуется и применяется уксусная кислота.

Для замедления скорости реакции и проникновения кислоты на большее расстояние при обработке высокотемпературных пластов в нагнетаемый кислотный раствор вводятся присадки-замедлители: поверхностно-активные вещества ОП-10 (прибавка 1 % которого снижает скорость растворения карбонатов в HCl в 10,24 раза), МЛ-72 (0.1 %, в 1,17 раза, соответственно).

Считается, что механизм действия этих присадок состоит в адсорбции их на поверхности породы и образовании пленки, трудно проницаемой для кислот.

Используют также деэмульгатор дисолван 4490 (0.005 % – 1,1 раза), ингибиторы коррозии (Север-1 и др.), ингибиторы парафиноотложений (СНПХ-7843 и др.), полимер полиакриламид ПАА, жидкое стекло и другие.

Другой способ замедления реакций заключается в применении кислотных эмульсий. Это неоднородные системы, образованные из двух несмешивающихся жидкостей (кислоты и жидкого углеводорода), одна из которых, а именно, кислота, диспергирована в жидком углеводороде в виде мелких капель, диаметр которых в основном от 0,1 до 50 мкм. Применение в промышленной практике кислотных эмульсий обеспечивает высокую эффективность за счет более глубокого проникновения в пласт благодаря медленному взаимодействию с породой.

В условиях сверхвысоких пластовых температур (более 90 °С) для уменьшения скорости нейтрализации соляной кислоты призабойную зону скважины охлаждают промывкой холодной водой

Ингибиторы коррозии

Важнейшими компонентами кислотных растворов являются ингибиторы коррозии. Растворы соляной и других кислот (плавиковой, уксусной и т. д.), используемых при обработке скважин, вызывают сильную коррозию металла.

Самой общей классификацией по химическому составу и структуре является разделение ингибиторов коррозии на две категории: неорганические и органические. Среди неорганических соединений можно указать окислы мышьяка, сурьмы, йодистый калий и т. д. Они химически взаимодействуют с металлической поверхностью и образуют пассивированную пленку, устойчивую к коррозии. Неорганические ингибиторы получили небольшое распространение из-за высокой себестоимости, токсичности и ограниченного действия.

Органические ингибиторы помимо того, что имеют низкую себестоимость, обладают повышенной защитной способностью. Основными классами органических соединений, применяемых в качестве ингибиторов, являются: амины, амиды, аминокислоты, альдегиды, спирты с двойными или тройными связями и т. д. Молекулы этих органических веществ содержат атом азота, серы, мышьяка или фосфора, являющийся активным центром, и с его помощью адсорбируются на поверхности металла, образуя, таким образом защитную пленку. Помимо этого молекула ингибитора может действовать и за счет наличия двойных или тройных связей. Многие вещества с поверхностно-активными свойствами могут служить ингибиторами коррозии. Эти вещества, благодаря асимметричной структуре молекулы с одним гидрофобным (углеводородный радикал), а другим — гидрофильным (гидроксильная, аминная группы и т. д.) концами, концентрируются на поверхности металла, образуя таким образом защитную пленку. Наконец, другая категория органических веществ, которые могут действовать как ингибиторы, содержит в молекуле атом или функциональную группу, называемые комплексообразователями, и образует химическое соединение за счет координационных связей с металлом.

Катапин-А (алкилбензилпиридинийхлорид) считается одним из лучших ингибиторов солянокислотной коррозии стали. При дозировке его в количестве 0,1 % от общего количества рабочего кислотного раствора коррозионная активность последнего снижается в 55 – 65 раз. Даже при такой незначительной добавке, как 0,025 % от общего количества раствора или 0,25 кг катапина на 1 м³ 10 % кислоты, коррозионная активность ее снижается в 45 раз.

Катапин-А хорошо растворяется в кислотных растворах, а после нейтрализации кислоты в поровом пространстве пласта за счет реагирования ее с карбонатной породой каких-либо осадков не образуется.

По совокупности технических и экономических показателей в качестве средней дозировки катапина-А может быть принято 0,05 % от количества кислотного раствора.

Реагенты катапин-К и катапин-А можно также применять при обработке пластов с обычными температурами (20 – 40 °С), так как их защитные свойства превышают таковые реагентов ПБ-5, уротропина и формалина.

Средние дозировки рекомендуются следующие (в %): катапин-А – 0,05; катапин-К – 0,10.

Реагенты катапин-К и катапин-А являются хорошими катионо-активными ПАВ.

Ингибитор И-1-А наибольшей активностью обладает в композиции с уротропином. Так, при дозировке в 0,1 % И-1-А + 0,2 % уротропина коррозионная активность кислотного раствора (20 °С) снижается в 30 раз, а при дозировке 0,4 % И-1-А + 0,8 % уротропина – в 55 раз. Для обработок скважин с обычной температурой пласта предпочтительна дозировка 0,1 % И-1-А + 0,2 % уротропина во избежание чрезмерных затрат на ингибирование кислотного раствора.

Защитные свойства ингибитора В-2 определяются следующими показателями. Скорость растворения стали (ст. 3, ст. 20) при 20 °С за 24 часа при дозировке В-2, равной 0,25 – 1,0 %, определяемая в г/м² час, составляет:

- а) в технической соляной кислоте – не выше 0,15;
- б) в смеси 20 – 27 % соляной кислоты с 3,0 % фтористоводородной (плавиковой) кислоты – не выше 0,25;
- в) в концентрированных кислотах с концентрацией НСl не выше 33 % коэффициент коррозии равен 0,2.

Столь высокие показатели позволяют рекомендовать реагент В-2 для широкого применения при обработках скважин с обычными температурами

Вопросы к практическому занятию

1. Какие вещества применяют в качестве стабилизаторов при кислотных обработках?
2. Что служит нейтрализатором?
3. Цель применения интенсификаторов?
4. Зачем применяют ингибиторы?

Практическое занятие 4

Расчет соляно-кислотной обработки скважины

Задача 4.1 Определить необходимое количество реагентов и составить план обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой для следующих условий: глубина скважины 1600; вскрытая толщина карбонатного коллектора $h=27$ м; диаметр скважины по долоту $D=0,220$ м; пластовое давление 15 МПа, коэффициент проницаемости $0,2 \cdot 10^{-12}$ м²; коэффициент продуктивности 50 м³/(сут*МПа); внутренний диаметр НКТ $d=0,062$ м.

Первоначально обрабатывают хорошо проницаемый пористый карбонатный пласт 15%-ным раствором соляной кислоты из расчета 1 м³ раствора на 1 м толщины пласта. Плотность кислоты при 25°C $\rho_{25}=1134$ кг/м³. В связи с близостью подошвенной воды нижние 10 м (h') продуктивного пласта не обрабатывали.

Решение.

1. Необходимый объем раствора $W_p=1(27 - 10)=17$ м³. (4.1)

Для определения объема товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Методику расчета можно упростить, учитывая, что плотность кислоты обусловлена её концентрацией.

2. При известной объемной доле кислоты её W_k определяем по формуле

$$W_k = W_p x_p (5,09 x_p + 999) / [x_k (5,09 x_k + 999)], \quad (4.2)$$

Где x_k, x_p , объемный доли товарной кислоты, кислотного раствора соответственно, %.

При объемной доле товарной кислоты 27,5% найдем её объем

$$W_k = 17 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 8,75 \text{ м}^3.$$

Если при перевозке и хранении кислоты её концентрация изменилась, то объем товарной кислоты рассчитывается по формуле

$$W_k = W_p 5,09 x_p (5,09 x_p + 999) / [\rho_k (\rho_k - 999)], \quad (4.3)$$

где ρ_k - плотность товарной кислоты при 15°C.

3. Если плотность кислоты определена при другой температуре, то для её пересчета необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\rho_{15} = \rho_t + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_t - 2,52)(t - 15), \quad (4.4)$$

где ρ_t, ρ_{15} – плотности кислотного раствора при температурах t и 15 °C соответственно, кг/м³.

Находим плотность кислоты при 15°C по (4)

$$\rho_{15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52)(25 - 15) = 1139 \text{ кг/м}^3.$$

4. Объем товарной кислоты

$$W_k = 17 \cdot 5,09 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [1139 (1139 - 999)] = 8,75 \text{ м}^3.$$

5. В качестве замедлителя реакции и **стабилизатора** окисных соединений железа используем уксусную кислоты, объем которой определим по формуле

$$W_{ук} = b_{ук} W_p / c_{ук} = 3 \cdot 17 / 80 = 0,638 \text{ м}^3,$$

Где $b_{ук}$ – норма добавки 100%-ной уксусной кислоты, $b_{ук}=3\%$; $c_{ук}$ – объемная доля товарной уксусной кислоты, равная 80%.

6. В качестве **ингибитора коррозии** выбран реагент В-2, объем которого:

$$W_{и} = b_{и} W_p / c_{и} = 0,2 \cdot 17 / 100 = 0,034 \text{ м}^3.$$

Где $b_{и}=0,2$ - выбранная объемная доля реагента в растворе, %; $c_{и}$ – объемная доля товарного продукта (ингибитора).

7. Количество **интенсификатора** (принимая Марвелан-Л (О)):

$$W_{инт}=b_{инт}W_p/100=0,3 \cdot 17/100=0,051 \text{ м}^3,$$

Где $b_{инт}$ - норма добавки интенсификатора, принятая равной 0,3%. Желательно в первую половину раствора добавить 0,5% - 42л, во вторую 0,1% - 9л.

8. При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до 0,4% серной кислоты. Её **нейтрализуют** добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле

$$G_{хб}=21,3W_p(a_{хр}/x_k-0,02), \quad (4.5)$$

где 21,3 - масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты; $a_{хр}/x_k$ - объемная серной кислоты в приготовленном растворе; a – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; 0,02 – допустимая объемная серной кислоты в растворе, когда после реакции её с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

9. При плотности хлористого бария 4000 кг/м³ объем его с учетом (4.5) определяют

$$W_{хб}=G_{хб}/4000=21,3 \cdot 17(0,4 \cdot 15/27,5-0,02)/4000=0,018 \text{ м}^3.$$

10. Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$W_{в}=W_p-W_k-\sum W_{раст}=17,0-8,75-0,638-0,34-0,051-0,018=7,509 \text{ м}^3.$$

Порядок приготовления кислотного раствора

Наливают в мерник 7,509 м³ воды, добавляют к воде 0,034 м³ ингибитора В-2; 0,638 м³ уксусной кислоты; 8,75 м³ товарной соляной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают и измеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Значение соответствующей плотности ρ_p можно найти в справочниках материалах или рассчитать по формуле

$$W_k=W_p\rho_p(\rho_p-999)/[\rho_k(\rho_k-999)].$$

Для условий задачи

$$\rho_p=999/2+\sqrt{(999/2)^2+\rho_k(\rho_k-999)W_k/W_p}=999/2+\sqrt{(999/2)^2+1134(1134-999)8.75/17}=1072 \text{ кг/м}^3$$

Для определения ρ_p плотность товарной кислоты нужно брать по замеру ареометром при той же температуре, при которой измеряется плотность раствора.

Если замеренная плотность больше расчетной, в раствор добавляют воду, если меньше, то товарную кислоту. Обычно корректировка не требуется, если нет грубых ошибок в расчетах или в дозировке, так как возможные погрешности при расчетах меньше, чем ошибка при замере плотности ареометром.

Затем добавляют в раствор 27 кг хлористого бария, хорошо перемешивают раствор, через 5 минут после этого добавляют 51 л интенсификатора Марвелан-К (О), раствор снова перемешивают и оставляют его на 2 – 3 ч до полного осветления, после чего раствор перекачивают в цистерну Азинмаш-30А и другие емкости.

Обработка скважины

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

11. Нижний интервал продуктивного пласта изолируют закачкой бланкета – концентрированного раствора хлористого кальция. Трубы опускают до забоя и при небольшой подаче насоса закачивают раствор CaCl_2 плотностью 1200 кг/м^3 .

Объем закачиваемого бланкета составляет

$$V_{\text{бл}} = 0,785 D^2 h' = 0,785 \cdot 0,22^2 \cdot 10 = 0,38 \text{ м}^3.$$

Для получения 1 м^3 раствора CaCl_2 плотностью 1200 кг/м^3 требуется 540 кг CaCl_2 и $0,660 \text{ м}^3$ воды. Для изоляции нижнего интервала необходимо $540 \cdot 0,38 = 205 \text{ кг CaCl}_2$ и $0,660 \cdot 0,38 = 0,25 \text{ м}^3$ воды. Транспортировка бланкета осуществляется продавкой нефтью в объеме выкидной линии длиной 20 м с внутренним диаметром $d_v = 0,05 \text{ м}$ и насосно-компрессорных труб длиной 1600 м .

11. Объем выкидной линии $V_v = 0,785 d_v^2 \cdot 20 = 0,04 \text{ м}^3$

12. Объем 1 м НКТ

$$V_{\text{НКТ}} = 0,785 d_v^2 \cdot 1 = 0,0030175 \text{ м}^3/\text{м}.$$

13. Объем нефти для продавки бланкета

$$V = V_v + V_{\text{НКТ}} L = 0,04 + 0,0030175 \cdot 1600 = 4,868 \text{ м}^3.$$

14. Трубы приподнимают, устанавливая башмак на глубине 1590 м , размещают и обвязывают оборудование.

15. Закачивают кислотный раствор в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта

$$V'_k = V_v + V_{\text{НКТ}}(L - h') + 0,785(D^2 - d_1^2)(h - h') = 0,04 + 0,0030175(1600 - 10) + 0,757(0,22^2 - 0,073^2)(27 - 10) = 5,413 \text{ м}^3, \text{ где } d_1 - \text{наружный диаметр НКТ}.$$

16. Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор

$$V''_k = W_p - V'_k = 17 - 5,413 = 11,587 \text{ м}^3.$$

17. Для задавливания кислоты в пласт закачивают конденсат (нагрузку V_n) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта

$$V_n = V'_k = 5,413 \text{ м}^3.$$

18. Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты $1,5 - 2 \text{ ч}$.

19. Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится обработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

На первый взгляд кажется, что скважина должна самозапуститься. При открытии задвижки на выходной линии жидкость начнет поступать из пласта, но через некоторое время, после частичной замены нефти в стволе скважины продуктами реакции, приток прекратиться.

После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательно, чтобы активная кислота проникла на большее расстояние от скважины. Радиус обработанной зоны увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает коррозию последнего.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче.

20. Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом $q=6,85$ л/с.

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{заб}} - P_{\text{ж}} + P_{\text{т}} = 26,84 - 14,04 + 1,32 = 14,12 \text{ МПа}, \quad (4.6)$$

где $P_{\text{заб}}$ - максимальное забойное давление при продавке раствора

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / K = 15 + 6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / 50 = 26,81 \text{ МПа}, \quad (4.7)$$

$P_{\text{ж}}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (нефти с плотностью 900 кг/м^3)

$$P_{\text{ж}} = \rho g (L - h') = 900 \cdot 9,81 (1600 - 10) \cdot 10^{-6} = 14,04 \text{ МПа}, \quad (4.8)$$

Таблица 4.1 - Техническая характеристика агрегата Азинмаш-30А

Скорость	Плунжер диаметром 100мм		Плунжер диаметром 120мм	
	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа
II	2,50	47,6	3,60	33,2
III	4,76	25,0	6,85	17,4
IV	8,48	14,0	12,22	9,7
V	10,81	11,0	15,72	7,6

$P_{\text{т}}$ – потери давления на трение

$$P_{\text{т}} = \lambda \cdot v^2 L \rho / (2d) = 0,0221 \cdot 2,27^2 \cdot 1600 \cdot 900 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,062) = 1,32 \text{ МПа}, \quad (4.9)$$

v – скорость движения жидкости по трубам

$$\lambda = 0,3164 / \text{Re}^{0,25} = 0,3164 / 42222^{0,25} = 0,0221, \quad (4.10)$$

Re - число Рейнольдса

$$\text{Re} = v \lambda \text{ dp} / \mu = 2,27 \cdot 0,062 \cdot 900 / (3 \cdot 10^{-3}) = 42222, \quad (4.11)$$

μ – динамическая вязкость продавочной нефти, равная $3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Подобные расчеты, проведенные для закачки в скважину жидкости с расходом $8,48$ л/с, показали, что необходимое давление на выкиде насоса должно быть $17,35$ МПа. При работе агрегата на IV скорости такое давление не обеспечивается.

Итак, при закачке кислотного раствора агрегат Азинмаш-30А работает на III скорости при диаметре плунжера 120 мм . При этом давление на выкиде насоса ($17,4$ МПа) больше, чем необходимо для продавки в пласт раствора с дебитом $6,85$ л/с.

21. Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора

$$\tau = (W_{\text{р}} + V_{\text{н}}) 10^3 / (q \cdot 3600) = (17 + 5,413) 10^3 / (6,85 \cdot 3600) = 0,9 \text{ ч}. \quad (4.12)$$

Таблица 4.2 - Варианты для расчета соляно-кислотной обработки скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L, м	1800	2000	1800	1900	1900	1700	1900	1800	2000	1900
H, м	25	27	29	26	25	27	26	30	24	26
Dскв	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Rпл, МПа	17	14	16	17	15	19	19	17	14	16
Xp, %	10	22	15	22	20	13	18	20,5	23	10

1. Какие вещества используют при приготовлении кислотного раствора?
2. Порядок приготовления кислотного раствора
3. Как определить необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости

Практическое занятие 5

Расчет термокислотной обработки

Термокислотная обработка предназначена для увеличения притока продукции из пласта за счет растворения твердых осадков (парафин, смолы и т.д.) и повышения эффективности кислотной обработки. Обработка ведется в два этапа: на первом этапе – термическая обработка, при которой температура на забое повышается до температуры выше температуры плавления осадков; на втором этапе – обычная СКО раствором повышенной температуры.

ТКО базируется на экзотермической реакции раствора соляной кислоты с магнием. Так, при взаимодействии 18,61 л 15%-ного раствора HCl с 1 кг магния выделяется 18 987 кДж теплоты. При этом кислота нейтрализуется полностью. Максимально возможное повышение кислоты равно примерно 243 °С.

На рисунке приведена номограмма определения повышения температуры t_p 15%-ного кислотного раствора и его расхода при реакции с 1 кг магния для получения заданной остаточной концентрации (x_p). Как правило, норма расхода кислотного раствора повышенной температуры $v_p = 0,8 \text{ м}^3$ на один метр толщины обрабатываемого пласта.

Задача 5.1. Рассчитать количество магния для проведения термокислотной обработки пласта $h=7,8 \text{ м}$. Использовать кислотный раствор концентрацией 15%. Температуру раствора в интервале обработки повысить до 70 °С.

Решение.

Вычисляем объем кислотного раствора по формуле:

$$V_p = v_p \cdot h = 0,8 \cdot 7,8 = 6,24 \text{ м}^3$$

На рисунке 5.1 откладываем заданную $t_p = 70 \text{ °С}$ и проводим горизонталь до пересечения с линией 1 (точка А). Из точки А проводим вертикаль до пересечения с линией 2 (точка Б). По правой шкале находим расход 15%-ного раствора соляной кислоты на 1 кг магния v_p . В данном случае $v_p = 0,087 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Зная общий объем кислотного раствора V_p и норму расхода v_p , рассчитываем потребное количество магния Q_m по формуле

$$Q_m = V_p / v_p = 6,24 / 0,087 = 71,7 \text{ кг}.$$

Остаточная концентрация прореагировавшего кислотного раствора $x_p' = 11,7\%$ (из рис.5.1).

Задача 5.2. Определить основные характеристики ТКО карбонатного пласта толщиной 4,6 м, если для ее проведения имеется 44 кг магния.

Решение.

Принимаем норму расхода 15%-ного раствора кислоты $0,8 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта.

Находим объем кислотного раствора

$$V_p = 0,8 \cdot 4,6 = 3,68 \text{ м}^3.$$

Из формулы $Q_m = V_p / v_p$ рассчитываем норму расхода

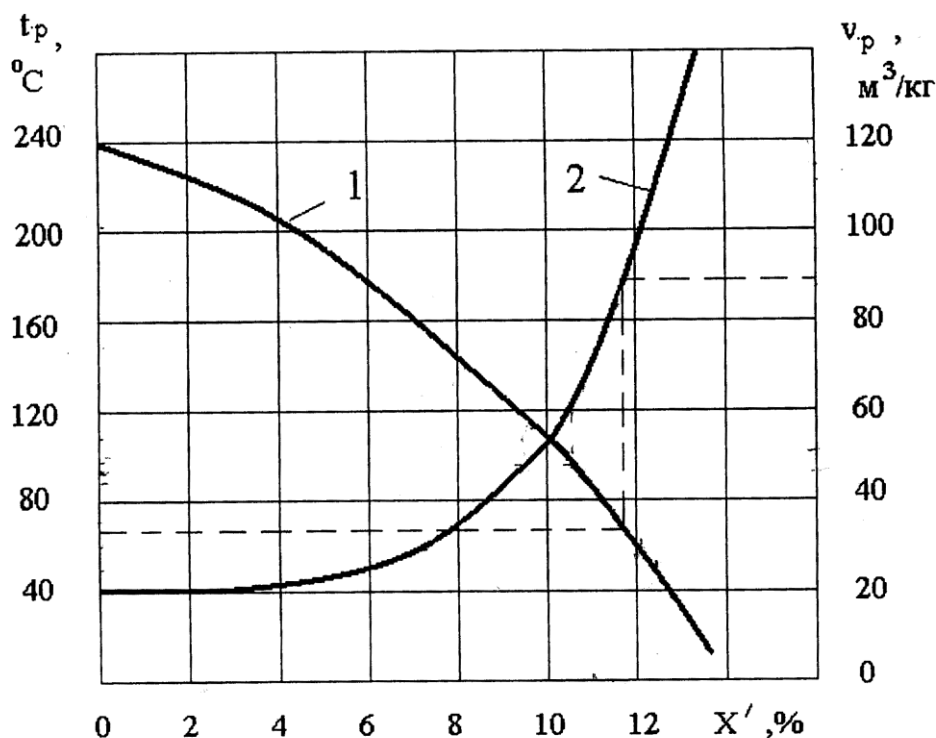
$$v_p = 3,68 / 44 = 0,0836 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

По рис. 5.1 для $v_p = 0,0836$ определяем остаточную концентрацию кислотного раствора $x_p' = 11,6\%$, максимальную температуру раствора $t_p = 74^\circ\text{C}$.

Задача 5.3. Определить максимальную температуру и остаточную концентрацию раствора при ТКО, если норма расхода 15%-ного раствора соляной кислоты $v_p = 0,03 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Решение.

По рис. 5.1 для $v_p = 0,03 \text{ м}^3/\text{кг}$ максимальная температура раствора $t_p = 175^\circ\text{C}$, остаточная концентрация раствора $x_p' = 6,5\%$.



$$1 - t_p = f(x_p) ; 2 - v_p = f(x_p)$$

Рисунок 5.1 - Номограмма для определения повышения температуры кислотного раствора и нормы расхода 15%-ной кислоты на 1 кг магния

Таблица 5.1 - Варианты для расчета термокислотной обработки скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Задача 5.1										
h, м	8,2	9,1	10,5	6,8	11,6	6,1	5,8	12,3	9,4	3,8
t, °C	80	60	50	90	100	40	30	45	85	95
Задача 5.2										
h, м	5,2	5,8	6,7	3,5	2,6	4,1	6,4	7,5	8,4	8,4
G, кг	44	52	47	36	26	37	60	61	65	67
Задача 5.3										
V _p , м ³ /кг	0,04	0,05	0,065	0,02	0,06	0,07	0,08	0,025	0,035	0,045

Вопросы к практическому занятию

1. Определение остаточной концентрации прореагировавшего кислотного раствора?
2. Норма расхода кислотного раствора?
3. Как определить максимальную температуру раствора?

Практическое занятие 6

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта

ГРП следует прежде всего проводить в тех скважинах, в которых обнаруживается: слабый приток нефти при освоении после бурения, при высоком пластовом давлении, заниженный дебит по сравнению с окружающими скважинами, низкая неравномерная по толщине продуктивного пласта приемистость.

Гидравлический разрыв пласта должен производиться в скважинах с исправными обсадными колоннами.

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта (ГРП) представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления; определение вида трещины и расчет ее размеров.

Для расчета забойного давления разрыва пласта $P_{забр}$ при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{забр}}{P_{гг}} \left(\frac{P_{забр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \left(\frac{E}{P_{гг}} \right)^2 \frac{Q\mu_{жр}}{P_{гг}} \quad (6.1)$$

где $P_{гг}$ - горизонтальная составляющая горного давления, МПа

$$P_{гг} = P_{гг} \frac{\nu}{(1-\nu)} \quad (6.2)$$

ν - коэффициент Пуассона горных пород ($\nu=0,2-0,2$);

$P_{зв}$ - вертикальная составляющая горного давления, МПа

$$P_{зв} = \rho_{пор} g L_c 10^{-6} \quad (6.3)$$

$\rho_{пор}$ - плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м³ ($\rho_{пор}=2600$ кг/м³);

E - модуль упругости пород ($E=(1-2)10^4$ МПа);

Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата);

$\mu_{жп}$ - вязкость жидкости разрыва, Па·с.

При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жп} g L_c + P_{тр} \quad (6.4)$$

где $\rho_{жп}$ - плотность жидкости-песконосителя, кг/м³;

$$\rho_{жп} = \rho_{жс}^* (1 - \beta_n) + \rho_n \beta_n \quad (6.5)$$

где $\rho_{жс}^*$ - плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³;

ρ_n - плотность песка, кг/м³ ($\rho_n=2500$ кг/м³),

β_n - объемная концентрация песка в смеси

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1} \quad (6.6)$$

C_n - концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³ ($C_n=250-300$ кг/м³).

Потери давления на трение жидкости-песконосителя

$$P_{тр}^* = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{жп}}{\pi^2 d_{вн}^5} \quad (6.7)$$

где λ - коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (6.8)$$

$$Re = \frac{4Q\rho_{жп}}{\pi d_{вн} \mu_{жп}} \quad (6.9)$$

Q – темп закачки, м³/с;

$\mu_{жп}$ - вязкость жидкости с песком, Па·с.

$$\mu_{жп} = \mu_{жс}^* \exp(3,18 \cdot \beta_n) \quad (6.10)$$

$\mu_{жс}^*$ - вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

Если $Re > 200$, то потери давления на трение по (6.7) увеличивается в 1,52 раза:

$$P_{тр} = 1,52 P_{тр}^* \quad (6.11)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(P_p \cdot Q_p \cdot \kappa_{мс})} + 1 \quad (6.12)$$

где P_p - рабочее давление агрегата;

Q_p - подача агрегата при данном P_p ;

κ_{mc} - коэффициент технического состояния агрегата ($\kappa_{mc}=0,5-0,8$).

Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = 0,785 d_{вн}^2 L_c \quad (6.13)$$

При проведении разрыва пласта нефилтующейся жидкостью минимальный темп закачки равен фактическому.

Количество песка Q_n на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8-10 т. При концентрации песка в 1 м³ жидкости C_n объем жидкости

$$V_{жс} = \frac{Q_n}{C_n} \quad (6.14)$$

Расчет размеров трещин

В случае разрыва пласта нефилтующейся жидкостью:

Раскрытость трещины

$$w_0 = \frac{4(1-\nu^2)l(P_{забр} - P_{гг})}{E} \quad (6.15)$$

Длина трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{жс} E}{5,6(1-\nu)^2 h(P_{забр} - P_{гг})}} \quad (6.16)$$

Задача 6.1. Рассчитать основные характеристики ГРП в добывающей скважине глубиной $L_c=2270$ м. Вскрытая толщина пласта $h=10$ м. Разрыв провести по НКТ с пакером, внутренний диаметр НКТ $d_{вн}=0,0759$ м. В качестве жидкости разрыва и песконосителя используется нефилтующая амбарная нефть плотностью $\rho_{жс}^*=945$ кг/м³ и вязкостью $\mu_{жс}^*=0,285$ Па·с. Предполагается закачать в скважину $Q_n=4,5$ т песка диаметром зерен 1 мм. Принимаем темп закачки $Q=0,010$ м³/с. Используем агрегат 4 АН-700.

Коэффициент Пуассона горных пород $\nu=0,3$. Модуль упругости $E=10^4$ МПа. Средняя плотность пород над продуктивным пластом $\rho_{пор}=2600$ кг/м³. плотность песка $\rho_{пес}=2500$ кг/м³. Концентрация песка в 1 м³ жидкости $C_n=275$ кг/м³.

Решение.

1. Рассчитываем по (6.3) вертикальную составляющую горного давления

$$P_{гг} = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} = 57,9 \text{ МПа}$$

2. По формуле (6.2) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления

$$P_{гг} = P_{гг} \frac{\nu}{(1-\nu)} = 57,9 \cdot \frac{0,3}{1-0,3} = 24,8 \text{ МПа}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины.

3. По формуле (6.1) рассчитываем забойное давление разрыва (методом подбора)

$$\frac{P_{забр}}{P_{гг}} \left(\frac{P_{забр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1 - 0,3^2)^2} \left(\frac{1 \cdot 10^{10}}{24,8 \cdot 10^6} \right)^2 \frac{0,01 \cdot 0,285}{24,8 \cdot 10^6} = 2 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{забр} = 26 \text{ МПа.}$$

4. Рассчитываем по (6.6) объемную концентрацию песка в смеси:

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1} = \frac{275 / 2500}{275 / 2500 + 1} = 0,1$$

5. Плотность жидкости-песконосителя рассчитываем по (6.5)

$$\rho_{жп} = 945 \cdot (1 - 0,1) + 2500 \cdot 0,1 = 1100 \text{ кг/м}^3$$

6. Вязкость жидкости с песком

$$\mu_{жп} = 0,285 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,1) = 0,391 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

7. Число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q\rho_{жп}}{\pi d_{вн} \mu_{жп}} = \frac{4 \cdot 0,01 \cdot 1100}{3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,391} = 471$$

8. Коэффициент сопротивления

$$\lambda = \frac{64}{471} = 0,136$$

9. Потери на трение рассчитываем по (6.7)

$$P_{тр}^* = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{жп}}{\pi^2 d_{вн}^5} = \frac{8 \cdot 0,136 \cdot (0,01)^2 \cdot 2270 \cdot 1100}{3,14^2 \cdot 0,0759^5} = 11 \text{ МПа}$$

10. Учитывая, что $Re = 471 > 200$, потери на трение составят

$$P_{тр} = 1,52 \cdot 11 = 16,72 \text{ МПа}$$

11. Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя

$$P_y = 26 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} + 16,72 = 18,07 \text{ МПа}$$

12. При работе агрегата 4 АН-700 на IV скорости $P_p = 29 \text{ МПа}$, $Q_p = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$ (табличные значения)

Необходимое число агрегатов

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(P_p \cdot Q_p \cdot \kappa_{мс})} + 1 = \frac{18,07 \cdot 0,01}{29 \cdot 0,0146 \cdot 0,5} + 1 = 2$$

13. Объем продажной жидкости

$$V_n = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 2270 = 10,3 \text{ м}^3$$

14. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель)

$$V_{жс} = 4500 / 275 = 16,4 \text{ м}^3$$

15. Суммарное время работы одного агрегата 4 АН-700 на IV скорости

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p} = \frac{16,4 \cdot 10,3}{0,0146} = 1829 \text{ с} = 30,5 \text{ мин}$$

Расчет размеров трещин

16. Длина вертикальной трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{жс} E}{5,6(1-\nu)^2 h(P_{забр} - P_{гг})}} = \sqrt{\frac{16,4 \cdot 1 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1-0,3)^2 \cdot 10 \cdot (26-24,8)}} = 70,9 \text{ м}$$

17. Раскрытость трещины

$$w_0 = \frac{4(1-\nu^2)l(P_{забр} - P_{гг})}{E} = \frac{4 \cdot (1-0,3^2) \cdot 70,9 \cdot (26-24,8)}{1 \cdot 10^4} = 0,03 \text{ м} = 3 \text{ см}$$

Таблица 6.2 - Варианты для расчета процесса ГРП

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Lс, м	2250	2280	2240	2275	2300	2190	2300	2290	2300	2300
h, м	9	12	8	11	12	12	14	10	7	15
Qп, т	5,6	5,1	4,3	4,7	4,6	5,1	6,3	6,1	4,3	7,3
Q, м³/с	0,012	0,010	0,010	0,012	0,011	0,012	0,012	0,010	0,010	0,012

Вопросы к практическому занятию

1. В каких скважинах рекомендуется проведение гидроразрыва?
2. Каким образом осуществляют проектирование процесса гидравлического разрыва?

Практическое занятие 7

Проектирование способа освоения скважины после процесса интенсификации

Освоение скважины после ГРП

При ГРП отмечается вынос проппанта из трещины гидроразрыва пласта при освоении и эксплуатации скважины. Наличие проппанта в откачиваемой пластовой жидкости отражается негативно на работе скважинного насоса. Пробка проппанта на забое скважины создает дополнительные сопротивления при притоке жидкости и снижает рабочий дебит скважины.

Критический дебит скважины при освоении, при котором выноса проппанта не будет:

$$Q_{крскв} = \frac{K_a \cdot g \cdot (\rho_{np} - \rho_{жс}) \cdot K \cdot G_{np} \cdot n}{\mu_{жс} \cdot L_{ц} \cdot \rho_{опр}} \quad (7.1)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий степень уплотнения проппанта в трещине после снятия давления разрыва; g – ускорение свободного падения; ρ_{np} – плотность материала проппанта; $\rho_{жс}$ – плотность пластовой жидкости; $\mu_{жс}$ – коэффициент динамической вязкости жидкости; K – коэффициент проницаемости проппанта; $G_{пр}$ – масса проппанта, закачиваемого в пласт для заполнения объема всех трещин; n – число трещин; $L_{щ}$ – длина трещины; $\rho_{опр}$ – объемная (насыпная) плотность проппанта.

Масса $G_{пр}$ проппанта, закачиваемого в пласт для заполнения объема всех трещин, равна

$$G_{пр} = \delta_{щ} \cdot h_{щ} \cdot L_{щ} \cdot n \cdot \rho_{опр}, \quad (7.2)$$

Коэффициент K_a определяется по опытным данным. Геометрические размеры трещины и число трещин обычно определяется при расчете процесса ГРП.

Задача 7.1. Исходные данные: $G_{пр} = 100 \text{ т} = 100000 \text{ кг}$; $\rho_{np} = 1200 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{жс} = 800 \text{ кг/м}^3$ (пластовая нефть); $\mu_{жс} = 6 \cdot 10^{-3} \text{ Па с}$; $\rho_{опр} = 700 \text{ кг/м}^3$; $K = 1200 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $Q_{скв} = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$; $L_{щ} = 200 \text{ м}$.

Решение.

Принимаем $K_a = 2$.

При освоении добывающей нефтяной скважины при одной трещине

$$Q_{эд} = \frac{\hat{E}_a \cdot g \cdot (\rho_{ид} - \rho_{жс}) \cdot \hat{E} \cdot G_{ид} \cdot n}{\mu_{жс} \cdot L_{щ} \cdot \rho_{ид}} =$$

$$= \frac{2 \cdot 9,81(1200 - 800) \cdot 1200 \cdot 10^{-12} \cdot 100000 \cdot 86400}{6 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 700} = 97 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

При освоении нагнетательной скважины (пластовая вода плотностью $\rho_{жс} = 1030 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $\mu_{жс} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ Па с}$) имеем $Q_{кр} = 206 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Следовательно, при освоении скважины пластовой водой, критический дебит более высокий, чем при освоении нефтью, значит эффект от проведения ГРП будет более очевиден.

Таблица 7.1 - Варианты для расчета критического дебита

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$G_{пр}, \text{ т}$	120	90	125	115	105	132	127	118	108	134
$\rho_{пр}, \text{ кг/м}^3$	1200	1200	1200	1200	1150	1250	1180	1200	1170	1120
$\rho_{н}, \text{ кг/м}^3$	820	810	880	810	820	800	800	872	800	800
$\mu_{ж}, \text{ Па с}$	0,0062	0,0063	0,0056	0,0052	0,0056	0,0023	0,0032	0,0038	0,0033	0,0047
	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700

К, Д	1200	1200	1200	1200	1100	1150	1100	1200	1150	1100
$Q_{\text{скв}},$ м	650	250	600	550	280	450	400	500	250	200
$L_{\text{ш}},$ м	180	220	180	210	150	174	167	204	167	150
K_a	2	2	2	2	2	2	1,5	2	1,5	1
n	2	1	2	2	1	1	2	2	1	2
$\rho_v,$ кг/м ³	1030	1030	1030	1035	1030	1020	1030	1040	1020	1030
$\mu_v,$ Па с	0,0011	0,0011	0,0013	0,0012	0,0011	0,0012	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013

Вопросы к практическому занятию

1. От чего зависит критический дебит скважины?
2. В чем состоит эффект от проведения процесса интенсификации?

Практическое занятие 8

Проектирование гидropескоструйной обработки

Гидропескоструйная обработка призабойной зоны скважины предназначена для повышения её проницаемости и является эффективным методом увеличения производительности скважин.

Основными характеристиками, которые требуется рассчитать при этом методе обработки, являются:

- общее кол-во жидкости и песка для успешного осуществления процесса;
- расход рабочей жидкости;
- гидравлические потери в различных элементах;
- допустимое давление на устье.

Общее количество жидкости (в м³) $V_{\text{ж}}$ принимается примерно (2,3-2,5) объемам скважины $V_{\text{с}}$.

$$V_{\text{ж}} = 1,88 D_{\text{вн}}^3 L_{\text{с}}, \quad (8.1)$$

Причем 0,4 $V_{\text{ж}}$ используют для транспортировки песка на забой; 0,4 $V_{\text{ж}}$ – на промывку скважины после осуществления процесса; 0,2 $V_{\text{ж}}$ - на возможную потерю циркуляции вследствие поглощения жидкости пластом.

Общее кол-во песка (в кг) $Q_{\text{п}}$ рассчитывают на объем 0,6 $V_{\text{ж}}$, причем массовая концентрация песка $C_{\text{п}} = 100$ кг/см³:

$$Q_{\text{п}} = 1,13 D_{\text{вн}}^2 L_{\text{с}} C_{\text{п}}. \quad (8.2)$$

Расход рабочей жидкости (как правило, используется вода), м³/с

$$Q=1,414\mu n_n f_n \sqrt{\frac{\Delta P_n \cdot 10^6}{\rho_{жп}}}, \quad (8.3)$$

где μ – коэффициент расхода, принимаемый приблизительно 0,82;

n_n – число насадок (обычно $n_n=4$)

f_n – площадь поперечного сечения насадки на выходе, m^2

$$f_n=0,785d_n^2$$

ΔP_n – потери давления в насадках, МПа;

Принимаются равными: при $d_n=6$ мм – (10-12) МПа,

при $d_n=(3-4,5)$ – (18-20) МПа;

$\rho_{жп}$ – плотность смеси жидкости и песка, $кг/м^3$.

$$\rho_{жп} = \rho_{жп}^* (1-\beta_{п}) + \rho_{п} \beta_{п},$$

$$\beta_{п} = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1}$$

$\rho_{жп}^*$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя ($\rho_{в}=100$ кг/м³)

$\rho_{п}$ – плотность песка ($\rho_{п} = 2500$ кг/м³)

$\beta_{п}$ – объемная концентрация песка в смеси.

Гидравлические потери при проведении гидropескоструйной обработки:

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_K + \Delta P_n + \Delta P_{п} \quad (8.4)$$

ΔP_T и P_K – потери давления в НКТ и кольцевом пространстве, МПа/100 м.

(определяются графически из рисунка 6.1).

$\Delta P_{п}$ – потери давления в полости, образующиеся в результате воздействия на породу абразивных струй, МПа. Исходя из опыта проведения гидropескоструйных обработок, можно принять $\Delta P_{п}=3,5$ МПа.

Допустимое давление на устье, МПа

$$P_{уд} = \frac{P_{стр} - Hq_m}{KF_m},$$

Где $P_{стр}$ – страгивающая нагрузка резьбового соединения, Н

H – глубина спуска НКТ, м

q_T – нагрузка от веса 1 м труб, Н/м

K – коэффициент запаса, $K=1,5$

F_T – площадь поперечного сечения труб, m^2

Для НКТ из стали группы прочности Д страгивающая нагрузка при $d=0,06$ м составляет $P_{стр}=205$ кН; $q_T=68,7$ Н/м; $F_T=1,986 \cdot 10^{-3}$ м².

Для безаварийности процесса необходимо выполнить условие:

$$\Delta P \leq P_{уд}.$$

Задача 8.1

Рассчитать процесс гидropескоструйной обработки на глубине $H=1370$ м. Скважина имеет ЭК $D_{\text{вп}} \text{ЭК} = 0,1503$ м (условный диаметр 168 мм). При обработке используют колонну НКТ-73. Для диаметра насадков 4,5 ΔP_n принять равным 20 МПа.

Решение.

Вычисляем по формуле (8.1) объем жидкости

$$V_{\text{ж}} = 1,88 D_{\text{вп}}^2 L_c = 1,88 * 0,1503^2 * 1370 = 58,18 \text{ м}^3.$$

Общее кол-во песка по формуле (8.2):

$$Q_n = 1,13 D_{\text{вп}}^2 L_c C_n = 1,13 * 0,1503^2 * 1370 * 100 = 3497,172 \text{ кг}.$$

Рассчитываем $\beta_n = 0,038$ и плотность жидкости песконосителя: $\rho_{\text{ж}} = 1057,7 \text{ кг/м}^3$.

Затем по формуле (8.3) рассчитываем расход рабочей жидкости:

$$Q = 0,0101 \text{ м}^3/\text{с} = 10 \text{ л/с}.$$

По графику (рисунок 8.1) определяем потери давления на трение и потери давления в кольцевом пространстве при $Q=10$ л/с для ЭК 168 мм и НКТ-73:

$$\Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{к}} = 0,1 \text{ МПа}/100 \text{ м}$$

Сумма потерь при глубине $H=1370$ м

$$\Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{к}} = (0,1 * 1370)/100 = 1,37 \text{ МПа}$$

Потери давления по формуле (8.4):

$$\Delta P = 1,37 + 20 + 3,5 = 24,87 \text{ МПа}$$

Рассчитываем допустимое устьевое давление:

$$P_{\text{уд}} = \frac{205 * 10^3 - 1370 * 68,7}{1,5 * 1,986 * 10^{-3}} = 37,22 \text{ МПа}.$$

Таким образом, $\Delta P = 24,87 \text{ МПа} < P_{\text{уд}} = 37,22 \text{ МПа}$, т.е. процесс гидropескоструйной обработки возможен.

Таблица 8.1 - Варианты для расчета процесса гидropескоструйной обработки

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
H, мм	1500	2100	1400	1600	1620	1670	2060	1800	2250	1800
Dэк, мм	168	168	140	168	168	140	140	140	168	168
Dнкт, мм	89	89	73	73	89	73	73	73	89	73
Dнас, мм	6	3	4,5	3	4,5	4,5	3	6	4,5	4,5
ΔPнас, МПа	10	20	20	20	20	20	18	10	18	20

Вопросы к практическому занятию

1. Назначение гидropескоструйной обработки?
2. Основные расчетные характеристики процесса ?

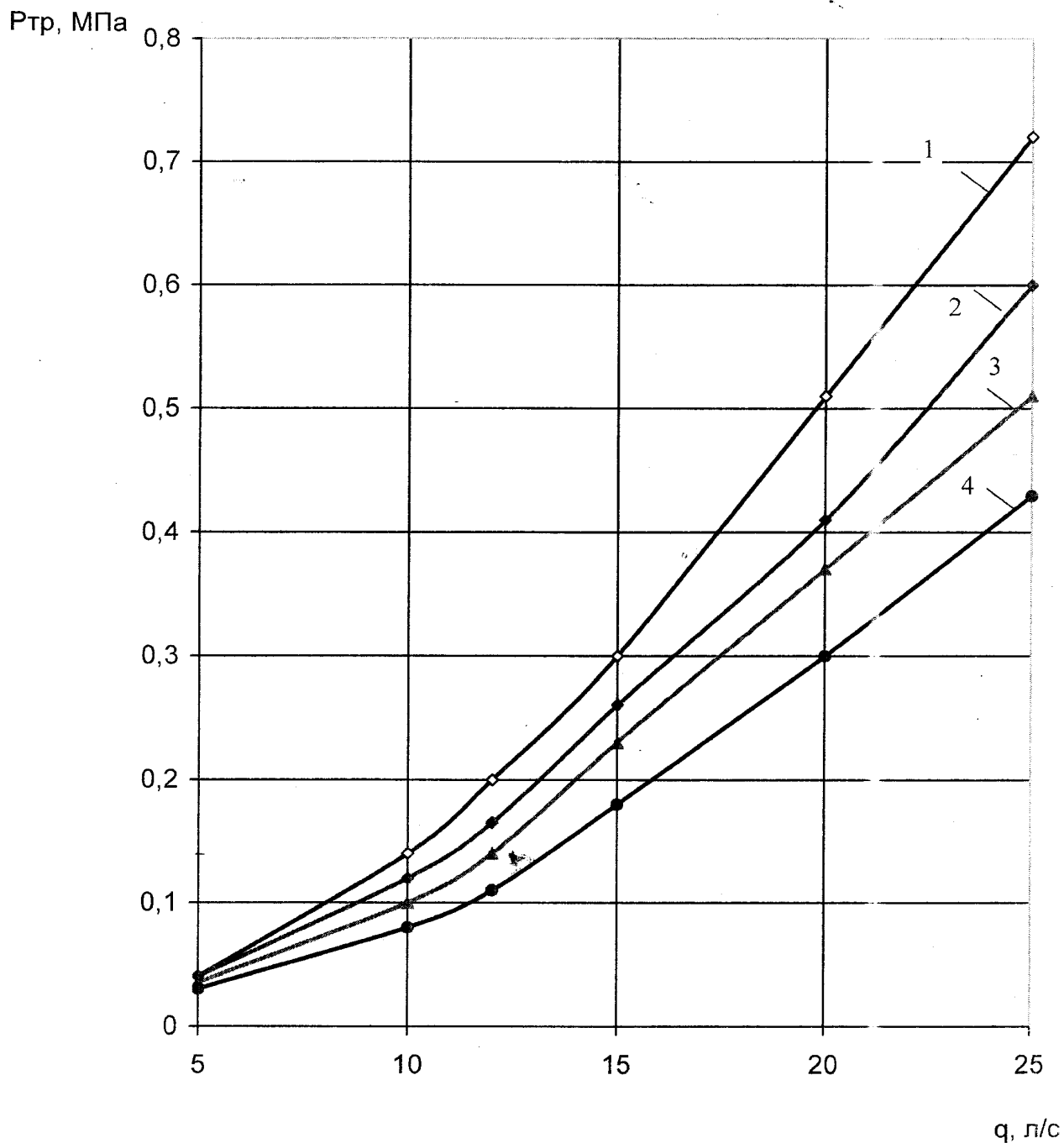


Рисунок 8.1 - Потери давления в трубах и межтрубном пространстве при прокачке водопесчаной смеси на каждые 100 м длины:

1 – для 140-колонны и НКТ -73; 2 – для 140-колонны и НКТ -89;

3 – для 168-колонны и НКТ -73; 4 – для 168-колонны и НКТ -89;

Примечание:

Д _{НКТ} , мм	Д _{НКТ вн} , мм
168	150,3
140	128

Практическое занятие 9

Выбор метода термодинамического воздействия на пласт.

Проектирование технологии

Циклический электропрогрев заключается в периодическом прогреве призабойной зоны скважинными электронагревателями. Циклический электропрогрев наиболее пригоден для месторождений, содержащих нефти с суммарным содержанием парафина, смол и асфальтенов не менее 3% вес. Он эффективен при следующих условиях: глубина залегания пласта не более 1500 м, степень снижения нефтепроницаемости из-за парафиносмолистых компонентов относительно удаленной зоны пласта не менее 1,5, толщина пласта не менее 3 м, пористость не менее 5%, обводненность не более 50%, пластовое давление до 15 МПа.

Стационарный электропрогрев призабойной зоны пласта осуществляется одновременно с эксплуатацией скважины при помощи глубинного электронагревателя. Стационарный электропрогрев целесообразен на месторождениях, содержащих вязкие (свыше 50 мПа·с), парафинистые или смолистые (с суммарным содержанием не менее 3%) нефти при глубине залегания не более 2500 м. Условия применения стационарного электропрогрева аналогичны условиям проведения циклического электропрогрева.

Термоакустическое воздействие на призабойную зону пласта заключается в совместном облучении пласта мощными тепловыми и акустическими полями. Метод увеличивает радиус прогретой зоны, способствует интенсивному разрушению и выносу из пласта парафина, бурового раствора и его фильтрата, гидратов газа и некоторых солей. При выборе скважины следует учитывать, что толщина пласта должна быть не менее 3 м, пластовое давление до 25 МПа, пластовая температура до 60° С, обводненность продукции до 60%. Коллектор должен быть механически прочным при пористости не ниже 5%. Глубина скважины до 2500 м. Скважина должна быть расположена на расстоянии не менее 50 м от фронта нагнетания.

Циклическая паротепловая обработка заключается в том, что в специально оборудованную остановленную скважину по насосно-компрессорным трубам нагнетают насыщенный пар. Применение циклической паротепловой обработки целесообразно на месторождениях, расположенных на глубине до 1500 м, с высоковязкими (более 50 мПа·с) нефтями или с маловязкими нефтями, содержащими парафино-смолистые компоненты более 4%. Толщина пласта должна быть более 5 м, обводненность продукции – не более 60%. Коллектор должен быть прочным.

Вопросы к практическому занятию

1. Способы термодинамического воздействия на пласт.
2. Условия применения термодинамического воздействия.

Список рекомендуемой литературы

1. Сучков Б.М. Повышение производительности малодебитных скважин. – Ижевск: УдмуртНИПИнефть, 1999. – 550 с.
2. Кудинов В.И. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов/ Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн. Изд-во, 1996. – 440 с.
3. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.
4. Справочник по добыче нефти / В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
5. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти/ Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000.
6. Р.Д.Абдулмазитов, К.С. Баймуха и др. . Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России, под ред. В.Е. Гавура в 2 томах.- том 1. /М. «ВНИИОЭНГ», 1996.- 275 с.
7. А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, под ред. В.Е. Гавура в 2 томах.- том 2. /М. «ВНИИОЭНГ», 1996.- 351 с.

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

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО
ПРОЕКТА ПО ДИСЦИПЛИНЕ**
«Методы повышения производительности скважин»

Направление подготовки	21.03.01 Нефтегазовое дело	
Направленность (профиль)	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти	
Год начала обучения	2026	
Форма обучения	очная	очно-заочная
Реализуется в семестре	___7___	___7___

Ставрополь
2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели 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 и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).

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

Методические рекомендации определяют сущность курсового проекта в вузе, его назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

I. Нормативное обеспечение курсового проекта.....	37
II. Назначение курсового проекта.....	37
III. Контроль подготовки курсового проекта студентов преподавателями.....	5
IV Формы контроля курсового проекта преподавателем.....	6
V Критерии оценки результатов курсового проекта.....	6
VI Примерные темы курсовых проектов.....	7

I. Нормативное обеспечение курсового проекта

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки бакалавра состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из обязательной части и части, формируемой участниками образовательных отношений и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной учебной работы.

Во время подготовки к написанию курсового проекта обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки бакалавра должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на подготовку курсового проекта, находит отражение:

- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по конкретным темам.

II. Назначение курсового проекта

Подготовка курсового проекта 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 умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Курсовой проект - планируемая учебная работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя.

III. Контроль подготовки курсового проекта студентов преподавателями

Контроль студентов предусматривает:

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

IV Формы контроля курсового проекта

1. Просмотр и проверка выполнения курсового проекта преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Письменный опрос.

5. Устный опрос.
6. Индивидуальное собеседование.
7. Защита курсового проекта.

V Критерии оценки результатов курсового проекта

Критериями оценок результатов курсового проекта студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из профессиональных компетенций будущего бакалавра;
- 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.

VI Примерные темы курсовых проектов

Базовый уровень

1. Увеличение производительности скважин с помощью гидравлического разрыва пласта на месторождении
2. Физические процессы при проведении гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи нефти

3. Технологические мероприятия по ограничению водопритоков на месторождении
4. Физико-химические методы воздействия на призабойную зону пласта на месторождении N
5. Технология теплового воздействия на пласт для увеличения добычи нефти на месторождении
6. Характеристика технологий теплового воздействия на призабойную зону пласта
7. Технология проведение соляно-кислотной обработки скважин на месторождении
- новые методы увеличения нефтеотдачи пластов.
8. Вибросейсмические методы увеличения нефтеотдачи пластов
9. Повышение нефтеотдачи пластов путем закачки углекислоты.

Повышенный уровень

1. Технология проведения горизонтальных скважин с многозонным ГРП
2. Исследование скважин и оценка их продуктивности на месторождении
3. Повышение эффективности разработки месторождений при применении химических реагентов.
4. Применение современных химических реагентов для повышения газоотдачи пластов.
5. Промысловые исследования скважин на стационарных режимах фильтрации
6. Техника и технология проведения ремонтно-изоляционных работ
7. Соляно-кислотные обработки добывающих и нагнетательных скважин на нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождениях

VII Структуры работы

Расчетно-пояснительная записка курсового проекта должна содержать следующие структурные элементы:

- титульный лист (Приложение 1);
- текст задания курсового проекта (Приложение 2);
- содержание (перечислить все разделы пояснительной записки с указанием номеров страниц);
- введение (указать особенности трубопроводного транспорта; сформулировать цель разработки);
- теоретическая часть (привести общие сведения о газонефтепроводах, описать их сущность и назначение; указать перспективы развития трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов);
- расчетная часть (в соответствии с основными этапами расчета газонефтепровода, изложенными в разделе 4 настоящих методических указаний). Все расчеты необходимо проводить на основании Международной системы единиц (СИ).
- заключение (выводы и предложения; привести численные значения величин, характеризующих основные этапы расчета);
- список использованных источников (в соответствии с ГОСТ 7.1–2003;).

При оформлении расчетно-пояснительной записки следует придерживаться правил для составления отчета о научно-исследовательской работе, изложенных в ГОСТ 7.32–2001.

Общие требования к написанию и оформлению работы

Предпочтительной формой изложения в научно-технической литературе является безличная форма. К личной форме (во множественном числе) допускается прибегать только при построении логических выводов, при описании математического решения задачи. *Например:* «Рассмотрим конструкцию, представленную на рисунке 3...»; «В уравнении (2) при условии (3)..., получим ...».

Чтобы изложение было четким и ясным, писать следует простыми, короткими предложениями, избегая множества причастных и деепричастных оборотов.

Каждую новую мысль нужно начинать с нового абзаца.

При написании курсового проекта необходимо исключать лишние слова, штампы и т.п., часто употребляемые в устной речи. Однако в этом стремлении следует знать меру и помнить, что вводные слова: «следовательно», «действительно», «с одной стороны», «с другой стороны», «напротив» и т.п. - помогают читающему курсовой проект следить за последовательностью изложения мыслей, логикой рассуждений.

В тексте курсового проекта не допускается:

- использовать произвольные сокращения слов и словосочетаний. Допустимы только общепринятые в русском языке сокращения типа «т.е.», «в

т.ч.», «и т.д.», «и т.п.» и др. (ГОСТ 7.12-93). Если в тексте часто встречается какое-то понятие, выраженное группой слов, то его можно заменять аббревиатурой, вводимой после первого употребления в круглых скобках, например: «...трубопроводная арматура (ТА)...»;

- применять индексы стандартов (ГОСТ, ОСТ, ТУ и др.) без регистрационного номера. Следует писать: «по стандарту...» или «по ГОСТ 2.105-79...»;

- употреблять в тексте без цифр математические знаки ($-$, $+$, $=$, $<$, $>$), а также знаки %, №. Вместо этих знаков следует писать соответствующие слова (минус, плюс, равно, меньше, больше, процент, номер);

- применять для одного и того же понятия различные термины, близкие по смыслу (синонимы);

- сокращать обозначения единиц физических величин (ЕФВ) если они употребляются без цифр, за исключением ЕФВ в головках и боковиках таблиц и в расшифровке буквенных обозначений, входящих в формулы.

ЕФВ одного и того же параметра в пределах всей ВКР должна быть постоянной. Все ЕФВ должны соответствовать ГОСТ 8.417-84 «Единицы физических величин». Если в тексте ПЗ приводится ряд численных значений, выраженных в одной и той же ЕФВ, то её указывают только после последнего численного значения, *например*: 1,50; 1,75; 2,00 м (разрядность чисел должна быть одинаковой).

В тексте курсового проекта числа с размерностью следует писать цифрами, а без размерности - словами, *например*: «Зазор - не более 2 мм...», «Катушку пропитать два раза.»

Если в тексте курсового проекта, а также в надписях на чертежах, необходимо указывать интервал (пределы изменения) численных значений какого-либо параметра, то между числами следует ставить многоточие (три точки), в курсовом проекте можно использовать слова «от» и «до». *Например*: 58...63 НРС, «... мощность пласта от 1,5 до 2,3 м...».

Технические вопросы оформления курсового проекта

Текст курсового проекта выполняют с использованием компьютера на одной стороне листа белой бумаги, формата А4, шрифт - Times New Roman 14-го размера, межстрочный интервал - 1,5. Содержание, расположение и размеры граф основной надписи, дополнительных граф к ней представлены в приложении 3. Номер страницы проставляют в правом нижнем углу листа. Страницы текстового материала следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему документу. Обязательные бланки (титульный лист, задание) текстового документа включают в общую нумерацию страниц, номера страниц проставляются с содержания. Текст пояснительной записка должен иметь: поля: верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм, левое – 30 мм, правое – 10 мм. Размер абзацного отступа должен быть

одинаковым по всему тексту работы и равным 12,5 мм. Выравнивание текста - двустороннее (по ширине).

Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всего курсового проекта, обозначенные арабскими цифрами. Каждый раздел следует начинать с нового листа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Нумерация пунктов должна состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделенных точкой. Заголовок разделов, подразделов и пунктов следует печатать с абзацного отступа или по центру, с прописной буквы, без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Заголовки структурных элементов располагают симметрично тексту и отделяют от текста интервалом в одну строку. Расстояние между заголовком и текстом должно быть не менее 2 интервалов, расстояние между заголовками раздела и подраздела – 1 интервала.

Оформление иллюстраций

Иллюстрации (схемы, чертежи, графики, диаграммы, фотографии) обозначают словом "Рисунок" и нумеруют последовательно арабскими цифрами в пределах всей курсовой работы, за исключением иллюстраций, приведенных в приложениях.

Иллюстрации, должны иметь наименование и пояснительные данные (подрисовочный текст). Слово «Рисунок» и его наименование помещают после пояснительных данных к рисунку и располагают следующим образом:

Рисунок 1 – Детали прибора

Листы с расположенными на них иллюстрациями и таблицами, включают в общую нумерацию страниц КР.

Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитывают как одну страницу.

Количество иллюстраций должно быть достаточным для пояснения излагаемого текста.

Нумерация рисунков выполняется арабскими цифрами и должна включать номер раздела и порядковый номер иллюстрации в разделе, разделенные точкой или сквозной по все пояснительной записке. Ссылки на рисунки в тексте дают по типу: «... в соответствии с рисунком 1.3», «... показано на рисунке 2.2» и т.п.

Иллюстрацию располагают после первой ссылки на неё и так, чтобы её было удобно рассматривать: без поворота документа или с поворотом по часовой стрелке.

Рисунок должен следовать сразу после ссылки на него в тексте или на ближайшей странице.

Оформление таблиц

Цифровой материал, как правило, должен оформляться в виде таблиц.

Каждая таблица должна иметь заголовок, который следует помещать над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с её номером через тире.

При переносе части таблицы название помещают только над первой частью таблицы, нижнюю горизонтальную черту, ограничивающую таблицу, не проводят.

Заголовки строк и граф таблицы должны начинаться с прописных букв, подзаголовки - со строчных, если они составляют одно предложение с заголовком, и с прописных, если они самостоятельные.

Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте таким образом, чтобы её можно было читать без поворота ПЗ или с поворотом по часовой стрелке. Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другие страницы, при этом заголовки таблицы не повторяют, а над другими частями таблицы пишут слово "продолжение" и указывают номер таблицы. Например: "Продолжение таблицы 2". Таблицу с большим количеством граф допускается делить на части и помещать одну часть под другой в пределах одной страницы.

Если повторяющийся в разных строках графы таблицы текст состоит из одного слова, то его после первого написания допускается заменять кавычками; если из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словами «То же», а далее — кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, марок, знаков, математических и химических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

Правила оформления списка использованных источников

Список использованных источников должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание», ГОСТ 7.82–2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов».

Примеры библиографического описания различных источников:

– книги с одним автором (запись под заголовком);

Томас, Д. Приключения со сменой кожи : пер. с англ. / Д. Томас. – СПб. : Азбука-классика, 2001. – 666. [4] с.

Атаманчук, Г. В. Сущность государственной службы: История, теория, закон, практика / Г. В. Атаманчук. – М. : РАГС, 2003. – 268 с.

– книги с двумя авторами (запись под заголовком);

Глушаков, С. В. Самоучитель для работы на персональном компьютере : [Windows 98, Word 2000, Excel 2000, Internet] : учеб. курс / С. В. Глушаков, А.С. Сурядный. – М. : АСТ ; Фолио, 2002. – 275 с. : ил., табл.

Бочаров, И. Н. Кипренский / И. Н. Бочаров, Ю. Глушакова. – 2-е изд., знач. доп. – М. : Молодая гвардия, 2001. – 390 с., [24] л. ил. ; 21 см.

– книги трех авторов (запись под заголовком);

Иванов, А. И. Математика : учеб. для вузов / А. И. Иванов, Б. И. Петров, И. Б. Болимов ; под ред. А. И. Иванова [и др.]. – М. : Рассвет, 2004. – 324 с. : ил.

Агафонова, Н. Н. Гражданское право : учеб. пособие для вузов / Н. Н. Агафонова, Т. В. Богачева, Л. И. Глушакова ; под общ. Ред. А. Г. Калпина ; авт. вступ. ст. Н. Н. Поливаев : М-во общ. И проф. Образования РФ. Моск. гос. юрид. акад. – Изд. 2-е, перараб. и доп. – М. : Юристъ, 2002. – 542 с.

Аяцков, Д. Ф. Кадровый потенциал органов местного самоуправления: проблемы и опыт оценки / Д. Ф. Аяцков, С. Ю. Наумов, Е. Н. Суетенков; РАН при Президенте РФ. ПАГС. – Саратов: ПАГС, 2001. – 135 с.

– книги четырех авторов (запись под заглавием);

Современная информатика: наука, технология, деятельность / Р. С. Гиляровский [и др.] ; под ред. Ю. М. Арского. – М., 1997. – 211 с.

Управленческая деятельность: структура, функции, навыки персонала / К. Д. Скрипник [и др.]. – М. : Приор, 1999. – 189 с.

– 5 и более авторов (запись под заглавием);

Моделирование систем : учеб. пособие для направления 651900 «Автоматизация и управление» / Б. К. Гришутин, А. В. Зарщиков, М. В. Земцев и [др.] ; М-во образования Рос. Федерации, Моск. гос. ун-т печати (МГУП). – М. : МГУП, 2001. – 90 с. : ил.

Управление персоналом : учеб. пособие / С. И. Самыгин [и др.] ; под ред. С. И. Самыгина. – Ростов-на –Дону : Феникс, 2001. – 511 с.

– стандарты;

ГОСТ Р 517721-2001. Аппаратура радиоэлектронная бытовая. Входные и выходные параметры и типы соединений. Технические требования. – Введ. 2002-01-01. – М. : Госстандарт России : Изд-во стандартов, 2001. – IV, 27 с. : ил.

– неопубликованные документы;

– отчеты о научно-исследовательской работе;

Формирование генетической структуры стада : отчет НИР (промежуточ.) : 42-44 / Всерос. науч.-исслед. ин-т животноводства ; рук. Попов В. А. ; исполн.: Алешин Г. П. [и др.]. – М., 2001. – 75 с.

– диссертации;

Вишняков, И. В. Модели и методы оценки коммерческих банков в условиях неопределенности : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.13 : защищена 12.02.02 : утв. 24.06.02 / Вишняков Илья Владимирович. – М., 2002. – 234 с. – Библиогр.: с. 220-230.

– статьи из сборников;

Двинянинова, Г. С. Комплимент: Коммуникативный статус или стратегия в дискурсе / Г. С. Двинянинова // Социальная власть языка : сб. науч. тр. / Воронеж. межрегион. ин-т обществ. наук, Воронеж. гос. ун-т, Фак. романо-герман. истории. – Воронеж, 2001. – С. 101-106.

Захаров, В. А. Вклад ученых академии аграрную науку и производство / В. А. Захаров // Сб. науч. тр. ученых Рязанской ГСХА (160-летию профессора П. А. Костычева посвящается). – Рязань, 2005. – С. 3-8.

– статьи из журналов;

Ивашкевич, В. Б. Повышение прозрачности информации о ценных бумагах / В. Б. Ивашкевич, Ф. И. Харисова // Финансы. – 2005. – N 3. – С. 16-17.

Брусенцов, Н. П. Компьютеры и обучение / Н. П. Брусенцов, Ю. С. Владимирова, Х. Р. Альварес // Вестник Московского университета. Серия 20, Педагогическое образование. – 2005. – N 1. – С. 102-105.

– описание официальных материалов;

О базовой стоимости социального набора: Федеральный закон от 4 февраля 1999 года N 21-ФЗ // Российская газета. – 1999. – 11 февраля. – С. 4.

О правительственной комиссии по проведению административной реформы: Постановление Правительства РФ от 31 июля 2003 N 451 // Собрание законодательства РФ. – 2003. – N 31. – Ст. 3150.

Библиографический список составляет одну из существенных частей научной работы, отражающей самостоятельную творческую работу ее автора, и потому позволяющий судить о степени фундаментальности проведенного исследования. В библиографический список не включают источники те источники, на которые нет ссылок в основном тексте, и которые фактически не были использованы при написании работы.

Порядок построения списка определяется самим автором. Наиболее распространенными способами расположения материала в списке литературы являются: алфавитный, в порядке появления ссылок и упоминания в тексте, хронологический, тематический, по видам изданий, по характеру содержания описанных в нем источниках, списки смешанного построения.

Последовательность выполнения задания

Написание курсового проекта следует начать с изучения литературных источников. Информационной базой для выполнения курсового проекта являются научная литература по выбранной теме исследования; учебники и учебные пособия, которые в системном порядке излагают основные проблемные и актуальные вопросы эксплуатации и обслуживание объектов добычи нефти.

Для руководства курсового проекта кафедра выделяет руководителя, который регистрирует тему, утверждает содержание проекта, консультирует студента в процессе подготовки, проверяет работу, организует защиту. Проект допускается к защите на основании положительного отзыва руководителя.

Выполненный курсовой проект регистрируется на кафедре «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» строго в срок, согласно календарному графику учебного процесса. Курсовой проект проверяется и оценивается руководителем и защищается студентом.

Критерии оценивания работы

Оценка «отлично» выставляется студенту, если теоретическая составляющая курсового проекта изложена полностью, без пробелов, необходимые компетенции сформированы, исчерпывающе, последовательно, студент четко и логически стройно излагает материал курса, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, использует в ответе дополнительный материал, все предусмотренные курсовым проектом учебные задания выполнены, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к максимальному. Защита сопровождается презентацией, студент свободно владеет материалом.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если теоретическая составляющая курсового проекта изложена полностью, необходимые компетенции в основном сформированы, все предусмотренные курсовым проектом задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое. Студент твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если теоретическая составляющая курсового проекта изложена частично, но пробелы не носят существенного характера, необходимые компетенции в основном сформированы, большинство предусмотренных курсовым проектом заданий выполнено, но в них имеются ошибки, при ответе на поставленный вопрос студент допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, наблюдаются нарушения логической последовательности в изложении программного материала.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями отвечает на заданные вопросы, необходимые компетенции не сформированы, большинство предусмотренных курсовым проектом заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному.

Порядок защиты работы

Защита курсового проекта является обязательной формой проверки выполнения работы. Защита производится специальной комиссией, утверждаемой директором института, состоящей обычно из 3 преподавателей кафедры, при непосредственном участии руководителя, в присутствии студентов. Результаты наиболее интересных курсовых проектов могут быть доложены на научных конференциях.

Защита состоит в коротком докладе студента по выполненной работе и в ответах на вопросы присутствующих на защите. Научный руководитель зачитывает отзыв на курсовой проект студента (Приложение 3).

Результаты защиты курсового проекта, согласно действующему Положению о текущем контроле и промежуточной аттестации в СКФУ, оцениваются дифференцированной отметкой по пятибалльной системе. Оценка курсового проекта заносится в зачетную книжку студента и зачетно-экзаменационную ведомость, составляемую в 2-х экземплярах, один из которых хранится на кафедре в течение всего срока обучения студента, другой представляется в дирекцию института (филиала).

Защита курсовых проектов, предусмотренных учебным планом, проводится не позднее, чем за две недели до начала зачетно- экзаменационной сессии.

Студент, не представивший в установленный срок курсовой проект или не защитивший ее по неуважительной причине, считается имеющим академическую задолженность.

Курсовые проекты, представляющие теоретический и практический интерес, следует представлять на конкурс в студенческие научные общества, конференции, отмечать приказом по университету.

Выполненные проекты после их защиты должны храниться на кафедре в течение 2 лет, не считая года написания; затем работы, не представляющие для кафедры интерес, уничтожаются по акту

Список рекомендуемой литературы

1. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М: Академия, 2012. – 346 с.
2. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / А.К.Ягафаров, И.И.Клещенко, Г.П.Зозуля, Ю.В.Зейгман, М.К.Рогачев, Г.А.Шлеин. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
3. Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Ан. Н., Ерёмин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. Учебное пособие для вузов в 2 кн. - Книга 2, 2012г. – 165 с.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов (изд:3.) – М.: Альянс, 2010 – 510 с.
5. Кудинов В.И. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов/ Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн. Изд-во, 1996. – 440 с.
6. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. Москва-

Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. - 688 с.

7. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.

8 Справочник по добыче нефти / В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.

9. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти/ Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000.

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

Методы повышения производительности скважин
для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность (профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи
нефти»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

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

4. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её 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. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

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

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

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

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов 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.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



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.

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

8. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
9. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
10. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
11. Тестирование.
12. Письменный опрос.
13. Устный опрос.
14. Индивидуальное собеседование.
15. Коллоквиум.
16. Отчет о проделанной работе.
17. Защита рефератов или курсовой работы.
18. Творческий конкурс.
19. Интернет - конференции.
20. 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;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- 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