

# Алгоритм подбора оборудования УШГН



Таблица 3.9 – Исходные данные для подбора оборудования УШГН для эксплуатации скважин Абдуловского месторождения

Параметры	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Тип скважины	эксплуатационная	эксплуатационная	эксплуатационная
Искусственный забой, м	1508	1882	1588
Интервалы перфорации, м	1502,8-1508	1474-1483	1557-1563
Диаметр колонны, мм	146	146	146
Диаметр НКТ, мм	73	73	73
Динамический уровень жидкости, м	1210	1271	995
Забойное давление, МПа	2,76	2,14	2,65
Давление насыщения, МПа	4,2	2,35	6,81
Пластовое давление, МПа	7,74	10,09	10,17
Температура пласта, °С	20	20	27
Плотность: нефти, кг/м <sup>3</sup>	903	892	875
воды, кг/м <sup>3</sup>	1170	1170	1160
газа, кг/м <sup>3</sup>	1,05	1,05	1,35
Вязкость: нефти, мПа·с	23	23	10,2
воды, мПа·с	1	1	1,2
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,8	25,4	10,8
Объемный коэффициент	1	1	1,24
Обводненность, %	36	65	40
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	1,76	0,28	1,2
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	7,73	1,78	6,5
Тип СК	СКДР-8-3-3,5	7СК-8-3,5-4000	7СК-8-3,5-4000

Подберём оборудование для эксплуатации скважины № 1300 установкой ШГН.

Определяем планируемый отбор жидкости по уравнению притока

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб}) \quad \text{м}^3/\text{сут},$$

(3.1)

где  $K$  – коэффициент продуктивности;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$  – забойное давление, МПа;

$$Q = 1,2 \cdot (10,17 - 2,65) = 9,024 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Глубина спуска насоса определяется по формуле

$$L_n = H_{\phi} - \frac{(P_{заб} - P_{пр.опт}) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \text{ м,} \quad (3.2)$$

где  $H_{\phi}$  – фактическая глубина, м;

$P_{заб}$  – забойное давление, МПа;

$\rho_{см}$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$P_{пр.опт.}$  – оптимальное давление на приеме насоса, МПа. Оптимальное

давление на приеме насоса устанавливается опытным путем для каждого месторождения. Так, для месторождений Башкирии  $P_{пр.опт.} = 2 \dots 2,5$  МПа.

Плотность смеси ниже приема насоса рассчитывают по формуле

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \rho_z \cdot G + \rho_g \left( \frac{n_g}{1 - n_g} \right)}{b_n + \frac{n_g}{1 - n_g}} \quad \text{кг/м}^3,$$

(3.3)

где  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;

$\rho_g$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_z$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$n_g$  – коэффициент обводненности;

$G$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$$\rho_{\text{см}} = \frac{875 + 1,35 \cdot 10,8 + 1160 \left( \frac{0,4}{1-0,4} \right)}{1 + \frac{0,4}{1-0,4}} = 872,16 \text{ кг / м}^3,$$

$$L_n = 1588 - \frac{(2,65 - 2,2) \cdot 10^6}{959,7 \cdot 9,81} = 1535,4 \text{ м.}$$

Объемная производительность насоса должна быть равна планируемому отбору жидкости, а с учетом коэффициента подачи ( $\alpha_n = 0,7$ ) она составит

$$Q_{\text{нас}} = \frac{Q}{\alpha_n} \text{ м}^3/\text{сут},$$

(3.4)

где  $Q$  – планируемый отбор жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$$Q_{\text{нас}} = \frac{9,024}{0,7} = 12,89 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Используя диаграмму А.Н. Адонина [13], выбирают по найденному дебиту и глубине спуска насоса, диаметр насоса (плунжера) и тип станка-качалки, записывают техническую характеристику выбранного оборудования.

Выбирают тип насоса и диаметр насосно-компрессорных труб. В зависимости от диаметра и глубины спуска насоса выбирают конструкцию колонны штанг.

Устанавливают параметры работы УШГН (режим откачки). Правильно назначенный режим откачки должен характеризоваться максимальной длиной хода  $S$ , минимальным диаметром насоса.

По диаграмме А.Н. Адонина на пересечении проекций  $Q = 12,89$  м<sup>3</sup>/сут и  $L = 1535,4$  м находим 7СК-8-3,5-4000 и диаметр плунжера насоса 28 мм. При

глубине спуска более 1200 м следует применять вставные насосы. Поэтому выбираем вставной насос НВ1С-29-18-25 [14].

Диаграмма А.Н. Адонина для выбора типоразмера УШГН установки представлена на рисунке 3.4.

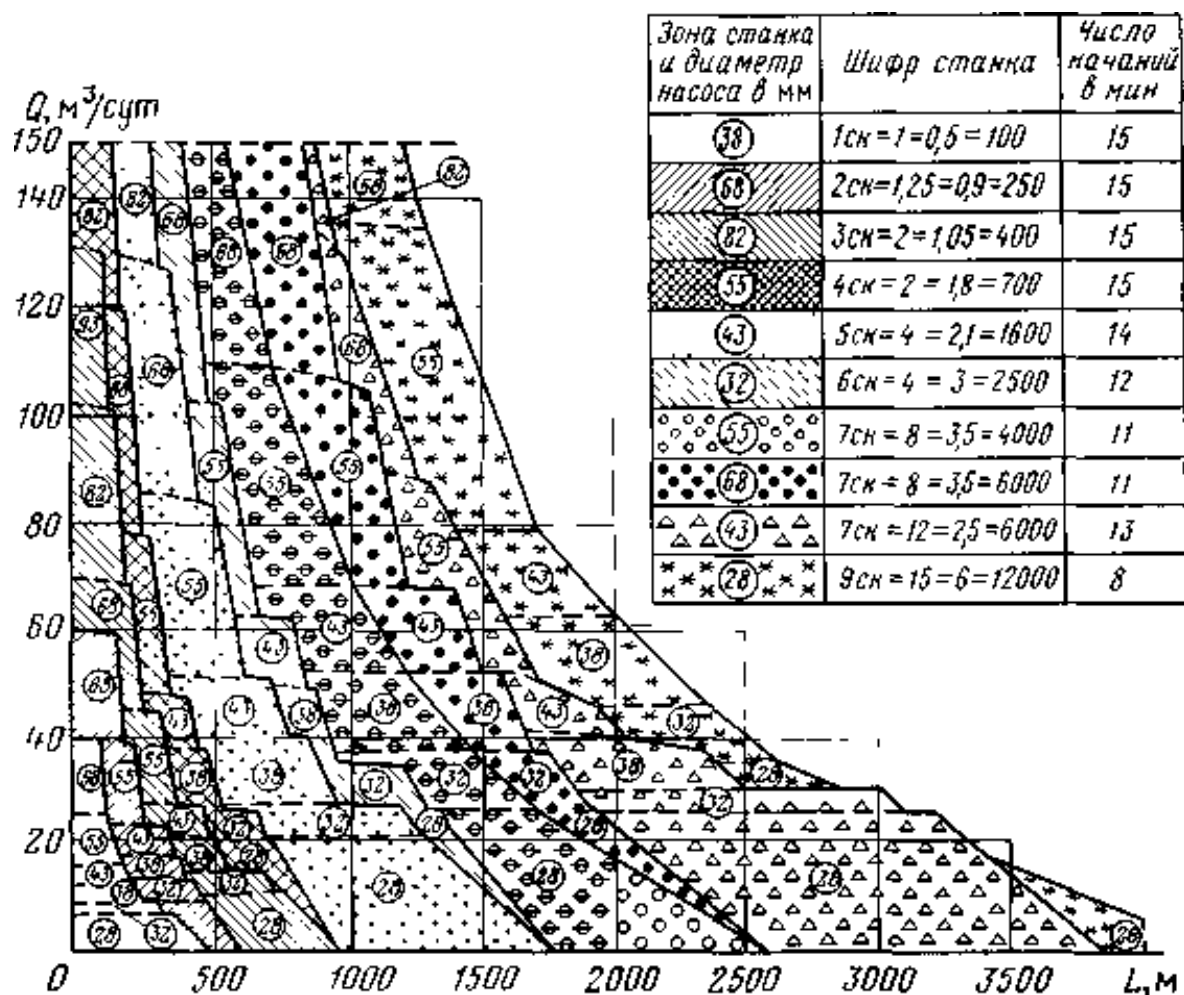


Рисунок 3.4 – Диаграмма А.Н. Адонина для выбора оборудования штанговой насосной установки при использовании модифицированных моделей СК

Число качаний вычисляется по формуле

$$n = \frac{Q_{\text{нас}}}{F_{\text{пл}} \cdot S \cdot \alpha_n \cdot 1440 \cdot \rho_{\text{см}}} \quad \text{кач/мин,} \quad (3.5)$$

где  $S$  – длина хода полированного штока;

$F_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плунжера, определяют по справоч-

ным таблицам или по формуле



$$F_{пл} = \frac{\pi d^2}{4} n^2, \quad (3.6)$$

$$F_{пл} = \frac{3,14 \cdot 0,029^2}{4} = 6,6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Тогда

$$n = \frac{12,89 \cdot 10^3}{6,6 \cdot 10^{-4} \cdot 3,5 \cdot 0,7 \cdot 1440 \cdot 842,16} = 6,5 \text{ кач / мин.}$$

Подбор мощности электродвигателя станка-качалки производится по формуле [15]

$$N = P_{жс} v \eta_m \text{ кВт}, \quad (3.7)$$

где  $v$  – средняя линейная скорость движения плунжера, м/с;

$P_{жс}$  – вес столба жидкости в НКТ, выше динамического уровня, кг;

$\eta_m$  – механический КПД установки, равный 0,82.

Средняя линейная скорость движения плунжера определяется по формуле

$$v = \frac{S \cdot n}{30} \text{ м/с}, \quad (3.8)$$

где  $S$  – длина хода полированного штока, м;

$n$  – число ходов в минуту;

$$v = \frac{3,5 \cdot 6,5}{30} = 0,76 \text{ м/с.}$$

Вес столба жидкости в НКТ определяется по формуле

$$P_{ж} = \frac{F_{пл} \cdot L_n \cdot \rho_{см} \cdot g}{10^4} \quad \text{кг,} \quad (3.9)$$

$$P_{ж} = \frac{6,6 \cdot 1535,4 \cdot 872,16 \cdot 9,81}{10^4} = 8672,66 \text{ кг.}$$

$$N = 8672,66 \cdot 0,76 \cdot 0,82 = 5,42 \text{ кВт.}$$

Проведём аналогичный расчёт параметров для скважин №2282 и № 2271.

Результаты расчета основных параметров УШГН сведем в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Результаты расчета основных параметров УШГН

Параметр	Обозначение	Скважина № 2281	Скважина № 2271	Скважина №1300
Планируемый отбор жидкости, м <sup>3</sup> /сут	$Q$	8,76	2,23	9,024
Глубина спуска насоса, м	$L_n$	1451,32	1868,81	1535,4
Плотность смеси ниже приема насоса, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{см}$	1007,05	1082,03	872,16
Объемная производительность установки, м <sup>3</sup> /сут	$Q_{нас}$	12,52	3,18	12,89
Тип СК	–	СКДР-8-3-3,5	7СК-8-3,5-4000	7СК-8-3,5-4000
Диаметр насоса, мм	$d_n$	29	29	29
Число качаний	$n$	6,4	1,3	6,5
Необходимая мощность, кВт	$N$	4,97	1,63	5,42

### 3.3.2 Расчет технологической эффективности проектируемого мероприятия

Для того, чтобы оценить технологическую эффективность оптимизации скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Абдуловского месторождения, рассмотрим проектируемые параметры до и после оптимизации.

В таблице 3.11 приведены проектируемые параметры оптимизации скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Абдуловского месторождения.

Таблица 3.11 – Проектируемые параметры оптимизации УШГН на Абдуловском месторождении

Параметр	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Типоразмер установки	НВ1Б-М-32-35-15	НВ1Б-27-30-12	НВ1С-29-18-25
Подвеска по стволу, м	1361,4	1379	1451,3
Длина хода, м	3	3	2,1
Число качаний, 1/мин	4,2	4,3	4,5

В таблице 3.12 сведены параметры после оптимизации оборудования для рассматриваемых скважин.

Таблица 3.12 – Параметры после оптимизации УШГН

Параметр	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Типоразмер установки	НВ1С-29-18-25	НВ1С-29-29-25	НВ1С-29-18-25
Подвеска по стволу, м	1451,32	1868,81	1535,4
Длина хода, м	3	3,5	3,5
Число качаний, 1/мин	6,4	1,3	6,5

В результате проведенного подбора оборудования удалось увеличить дебиты скважин, производительность оборудования, определить рациональную