

Гатауллин Ильдар Алмазович

студент

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

г. Ханты-Мансийск, ХМАО – Югра

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПЕСЧАНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация: в представленной работе исследователем приводится обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования.

Ключевые слова: разработка, насос, дебит.

Пробной эксплуатацией выявлено, что на разрабатываемых объектах Песчаного месторождения вскрыты как чисто нефтяные, так и контактные водоплавающие зоны. В большинстве скважин перед запуском в работу проводится гидроразрыв пласта. После ГРП скважины имеют обводненность от 16 до 27%, дебит по жидкости от 27–42 т/сут и дебит по нефти 19–34 т/сут. Все скважины механизированы и оборудованы ЭЦН – 90% и ШГН – 10%.

Геолого-физические параметры введенных в разработку залежей нефти Песчаного месторождения и свойств нефти схожи: средняя глубина залегания пластов составляет 2290–2350м, давление насыщения – 8,6–12,0 МПа, газовый фактор 61–74 м³/м³, пластовая температура 82–85 °С. На месторождении отсутствуют обширные газовые и водоплавающие зоны. В данных условиях, по сравнению с рядом месторождений Западной Сибири, имеющим газовые шапки, большие глубины залегания нефти, высокие температуры и прочие факторы, особых осложнений в работе добывающего оборудования не ожидается [1].

Средние дебиты скважин по жидкости прогнозируются в 35 т/сут по объектам разработки Песчаного месторождения отличаются незначительно.

Расчеты и опыт пробной эксплуатации нефтяных залежей Песчаного месторождения указывают, что фонтанирование скважин прекращается при обводнении продукции 10–15%. Исходя из этого рекомендуется сразу после бурения и

проведения ГРП добывающие скважины переводить на механизированную эксплуатацию [3].

В соответствии с требованиями РД-153–39–007–96 выбор способов механизированной эксплуатации скважин производился путем сравнения их технических характеристик, а также возможных ограничений в их применении. Рассмотрим способы

Рекомендуемые способы добычи

Штанговые насосы

Установки ШГН характеризуются относительно низкими капитальными затратами, простотой конструкции и обслуживания. В то же время они обладают высокой металлоемкостью, подвержены значительному влиянию кривизны ствола скважины на работоспособность установки, имеют ограничения по глубине подвески насоса.

На месторождениях, эксплуатируемых штанговыми насосами, межремонтный период составляет 360 суток, а коэффициент эксплуатации – 0,924.

На Песчаном месторождении рекомендуется применять штанговые насосные установки. Этими установками необходимо оборудовать скважины с дебитами по жидкости менее 20 т/сут.

Электроцентробежные насосы

УЭЦН обеспечивают область дебитов от 15 до 1000 м³/сут и позволяют регулировать рабочие параметры в широком диапазоне. Установки ЭЦН применяются в различных геолого-промысловых условиях:

- газовый фактор – 10–600 м³/м³;
- глубина пласта – до 3500 м;
- температура пласта – до 120 °С;
- в условиях абразивно-содержащих жидкостей и парафино-гидратных отложений.

Установки ЭЦН имеют достаточно высокие показатели эксплуатационной надежности и позволяют регулировать рабочие параметры в широком диапазоне.

Установки ЭЦН, как способ эксплуатации скважин, вполне удовлетворяют условиям разработки Песчаного месторождения. Рекомендуются применение ЭЦН в высокопродуктивных скважинах с дебитом по жидкости более 20 т/сут.

Слабым звеном в условиях наклонно-направленных скважин является наличие кабеля, подвергающегося механическим повреждениям при спуско-подъемных операциях, а также перегрев двигателя и кабеля при условии применения УЭЦН в низкопродуктивных скважинах.

Технология эксплуатации скважин в условиях месторождения на стадии пробного испытания объектов этим оборудованием уже отработана, накоплен положительный опыт обслуживания установок, развиты производственные мощности по ремонту и прокату насосного оборудования.

Список литературы

1. Гусев С.В. О проблемах реализации методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 1992. – №6 (2). – С. 11–16.
2. Отчет по оперативной оценке запасов нефти и растворенного газа Песчаного месторождения на 01 января 2002 года. – М.: ЗАО «Арчнефтегеология», 2002.
3. СибНИИНП, «Анализ применения ГРП на месторождениях ХМАО». – Тюмень, 2001.
4. Анализ разработки нефтегазового месторождения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ronl.ru/diplomnyye-raboty/geologiya/718479/> (дата обращения: 29.05.2017).