

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рожкин М.Е.

*Филиал Ухтинского государственного технического
университета в г. Усинске, г. Усинск
e-mail: merozhkin@gmail.com*

Аннотация. Особенности работы насосного оборудования на пермо-карбонической залежи Усинского месторождения обусловлены свойствами добываемой продукции и вытекающими отсюда применяемыми технологиями добычи нефти. В настоящее время основная часть залежи разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме. Часть скважин находится в зоне паротеплового воздействия (ПТВ). Так же для интенсификации добычи нефти проводятся пароциклические обработки (ПЦО) добывающих скважин. После проведения ПЦО эксплуатация скважины одним типом оборудования не предоставляется возможным из-за того, что температура является меняющимся параметром.

Основная задача данной работы – выявление особенностей работы насосного оборудования в скважинах пермо-карбонической залежи Усинского месторождения. Поставленная задача решалась путем обзора технической литературы, проведения сравнительного анализа и соответствующих расчетов.

Ключевые слова: скважина, высоковязкая нефть, насосное оборудование, эмульсии, обводненность скважины

В Тимано-Печорской провинции (ТПП) сосредоточено около 2 млрд. т геологических запасов высоковязких нефтей. Основная их часть сконцентрирована в пределах крупнейшей на северо-востоке РФ пермо-карбонической залежи Усинского месторождения (свыше 730 млн. т) и в пределах Ярегского месторождения (свыше 240 млн. т). Из значительного числа залежей ТПП, содержащих тяжелые нефти, в промышленной разработке находятся только две названные [1].

К настоящему времени по Усинскому месторождению добыто около 50 млн. т тяжелой нефти, а по Ярегскому – более 20 млн. т. Значительная часть запасов залежей высоковязких нефтей в провинции связана с карбонатными коллекторами (Усинское, Тендонское, Тобойское, Западно-Хаседаюское, им. Романа Требса, Суборское месторождения) [2].

Данная работа выполнена на примере пермо-карбонической залежи Усинского месторождения.

Одной из причин снижения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования является увеличение фонда скважин с высоковязкой продукцией и высокой обводненностью. Это обусловлено как вводом в разработку месторождений с высокой вязкостью нефти в пластовых условиях, так и обводнением существующего фонда скважин, которое в ряде случаев сопровождается образованием стойких высоковязких эмульсий.

Рассмотрим применимость известных типов насосных установок для подъема высоковязких нефтей.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) предназначены преимущественно для высокодебитных скважин. Погружной электродвигатель (ПЭД) охлаждается добываемой жидкостью, при уменьшении притока, блокировании насоса газом происходит перегрев электродвигателя и выход его из строя.

С ростом вязкости откачиваемой жидкости КПД и напор УЭЦН падают; а потребляемая мощность растет. При откачке обводненной нефти образуется стойкая эмульсия, значительно более вязкая, чем нефть в пластовых условиях. Применяемые в настоящее время УЭЦН могут работать при величинах вязкости жидкости (эмульсии) не более 350 мПа·с, (что имеет место при вязкости нефти в пластовых условиях до 80 мПа·с), при этом подача падает до 0,7 от подачи на воде, а потребляемая мощность возрастает в 1,7 раза [3].

К положительным особенностям УЭЦН при эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью относят нагрев продукции теплом от двигателей, что вызывает некоторое снижения вязкости откачиваемой жидкости.

Наиболее целесообразно использовать УЭЦН для эксплуатации высокодебитных скважин с высоковязкими нефтями (ВВН), имеющих высокую температуру, и, следовательно, сравнительно невысокую вязкость.

Установки винтовых насосов с погружным электродвигателем предназначены для добычи нефти повышенной вязкости и газосодержания. Выпускаются серийно. Установка состоит из насоса, соединенного с погружным электродвигателем, гидрозащиты, ПЭД, кабельной линии, станции управления и трансформатора. Компоновка аналогична ЭЦН. Производительность не регулируется.

Насос объемного типа, рабочие органы – стальной однозаходный винт и двухзаходная обойма, обрешиненная изнутри. Винт, вращаясь в обойме, совершает сложное планетарное движение. За один оборот винта замкнутые полости, имеющие винтообразную форму, перемещаются с заключенной в них средой на один шаг обоймы в осевом направлении в сторону нагнетания. При вращении винта непрерывно открываются и замыкаются полости, образуемые винтом с обоймой.

По температуре среды установки подразделяются на 4 типа: до 30 °С, от 30 до 50 °С, от 50 до 70 °С и до 90 °С. Эксплуатация установок не в своем диапазоне приводит либо к значительному ухудшению параметров насоса, либо к преждевременному выходу из строя.

Основные недостатки винтовых насосов с погружным электродвигателем. Во-первых, это сложность подбора эластомера к условиям конкретных скважин, большое число исполнений эластомеров и узкий диапазон условий, в котором обеспечивается достаточно длительная наработка каждого конкретного типа эластомера до отказа. Причем изначально правильный выбор типа (марки) эластомера не всегда гарантирует длительную работу насоса в скважине, поскольку в про-

цессе эксплуатации свойства продукции могут существенно измениться (влияние системы ППД, результат применения различных методов повышения нефтеотдачи пласта, проведение обработки призабойной зоны пласта с целью повышения продуктивности скважины, водоизоляционных работ и др.).

Подъем жидкости установками скважинных штанговых насосов УСШН – самый распространенный способ эксплуатации скважин, продукция которых имеет повышенную вязкость.

Основные трудности заключаются в обеспечении движения штанговой колонны вниз и снижении надежности работы штанговой колонны из-за увеличения нагрузок в точке подвеса штанг. По данным К.Р. Уразакова [4] серийное оборудование обеспечивает подъем на поверхность жидкости с вязкостью до 600 мПа·с, хотя при худших (по сравнению с паспортными) технологических и экономических показателях.

Особенности работы насосного оборудования на пермо-карбоновой залежи обусловлены свойствами добываемой продукции и вытекающими отсюда применяемыми технологиями добычи нефти.

В настоящее время основная часть залежи разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме. Часть скважин находится в зоне паротеплового воздействия (ПТВ). Для интенсификации добычи нефти проводятся пароциклические обработки (ПЦО) добывающих скважин как на рассматриваемом участке ПТВ-3, так и на участках естественного режима.

Большое разнообразие условий работы добывающих скважин (интервал температур от 25 до 150 °С, интервал дебитов по жидкости от 10 до 100 м³/сут) диктует необходимость применения широкого спектра насосов для их эксплуатации.

Добыча нефти на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения осуществляется с использованием установок скважинных штанговых, электровинтовых и электроцентробежных насосов.

Действующий механизированный фонд скважин, работающих на пермо-карбоновую залежь Усинского месторождения на 01.01.2009, представлен в табл. 1.

Таблица 1. Действующий механизированный фонд скважин

Действующий фонд скважин	УЭЦН	УСШН	УЭВН	Всего
На 01.01.2009	47	93	517	657

134 скважины (около 21 % от действующего механизированного фонда) находятся в зоне ПТВ, из них: УЭЦН 30 скважин; УЭВН 78 скважин; УСШН 26 скважин. Остальные 79 % (523 скважины) эксплуатируются на естественном режиме, из них: УЭЦН 17 скважин; УЭВН 442 скважины; УСШН 64 скважин.

Работа насосного оборудования в зоне ПТВ

УЭЦН. Применяются установки номинальной производительности 15, 30, 45, 50, 60 и 80 м³/сут. Средние показатели работы по производительности представлены в табл. 2.

Таблица 2. Средние показатели работы УЭЦН в зоне ПТВ

Показатель	Производительность, м ³ /сут					
	15	30	45	50	60	80
Глубина спуска, м	1002	1082	1103	1051	1098	1109
Дебит по жидкости, м ³ /сут	13	34	40	54	60	86
Обводненность, %	5	79	93	68	93	87
Динамический уровень, м	271	308	285	291	305	283
Текущая наработка, сут	284	401	345	631	155	554

УЭВН. Применяются установки номинальной производительности 12, 16, 20, 25, 30, 63 и 100 м³/сут.

Средние показатели работы по производительности представлены в табл. 3.

Таблица 3. Средние показатели работы УЭВН в зоне ПТВ

Показатель	Производительность, м ³ /сут						
	12	16	20	25	30	63	100
Глубина спуска, м	884	1040	1020	961	1100	893	1048
Дебит по жидкости, м ³ /сут	11	16	21	23	34	45	62
Обводненность, %	84	24	13	78	80	67	92
Динамический уровень, м	357	428	280	339	264	325	280
Текущая наработка, сут	173	250	318	237	39	253	285

УСШН. Используются трубные штанговые глубинные насосы двух типоразмеров – 57 и 70.

Средние показатели работы по типоразмерам представлены в табл. 4.

Таблица 4. Средние показатели работы УСШН в зоне ПТВ

Показатель	Диаметр насоса, мм	
	57	70
Глубина спуска, м	963	983
Дебит по жидкости, м ³ /сут	38	53
Обводненность, %	81	72
Динамический уровень, м	330	344
Текущая наработка, сут	255	523

Работа насосного оборудования на естественном режиме

УЭЦН. Применяются установки номинальной производительности 30, 50, 60 и 80 м³/сут.

Средние показатели работы по производительности представлены в табл. 5.

Таблица 5. Средние показатели работы УЭЦН на участках естественного режима

Показатель	Производительность, м ³ /сут			
	30	50	60	80
Глубина спуска, м	841	1166	1227	1119
Дебит по жидкости, м ³ /сут	38	54	63	82
Обводненность, %	89	96	99	85
Динамический уровень, м	267	268	313	299
Текущая наработка, сут	242	166	13	728

УЭВН. Применяются установки номинальной производительности 12, 16, 20, 25, 30, 63 и 100 м³/сут.

Средние показатели работы по производительности представлены в табл. 6.

Таблица 6. Средние показатели работы УЭВН на участках естественного режима

Показатель	Производительность, м ³ /сут						
	12	16	20	25	30	63	100
Глубина спуска, м	1099	1023	1127	1007	1041	1093	1019
Дебит по жидкости, м ³ /сут	8	15	17	20	25	46	82
Обводненность, %	55	67	45	65	60	63	80
Динамический уровень, м	415	335	417	321	347	263	311
Текущая наработка, сут	125	129	66	145	114	98	100

УСШН. Используются трубные штанговые глубинные насосы двух типоразмеров.

Средние показатели работы по типоразмерам представлены в табл. 7.

Таблица 7. Средние показатели работы УСШН на участках естественного режима

Показатель	Диаметр насоса, мм	
	57	70
Глубина спуска, м	980	998
Дебит по жидкости, м ³ /сут	30	48
Обводненность, %	73	84
Динамический уровень, м	401	372
Текущая наработка, сут	107	126

Из приведенных выше показателей работы скважин можно сделать следующий вывод – наработка по скважинам, работающим в зоне ПТВ значительно выше, чем по скважинам, работающим на естественном режиме.

Особый интерес, с точки зрения работы насосного оборудования, вызывают скважины после проведения ПЦО, т.к. эксплуатация скважины одним типом оборудования не предоставляется возможным из-за того, что температура является меняющимся параметром.

Рассмотрим работу скважин после проведения ПЦО. В период с января 2007 по октябрь 2008 года на залежи было проведено 62 ПЦО.

После ПЦО 60 скважин были пущены в работу УСШН, одна УЭВН и одна УЭЦН. Скважина, оборудованная УЭЦН, была остановлена с наработкой на отказ 178 суток по причине ГТМ (перевод в ПЦО). Скважина, оборудованная УЭВН, на 01.01.2009 года была в работе, вероятнее всего скважина пущена в работу УЭВН по причине достаточного остывания пласта.

Из 62 скважин пущенных в работу после ПЦО в рассматриваемый период, 28 скважин на 01.01.2009 года находились в работе со средней текущей наработкой 126 суток.

Основной причиной отказов СШН является высокая вязкость добываемой продукции, в данную категорию вошли такие отказы как обрыв, отворот и зависание штанг, произошедшие вследствие остывания пласта и увеличения значения вязкости добываемой продукции. Средняя наработка на отказ – 138 суток.

Рассмотреть каждую скважину в отдельности не предоставляется возможным, поэтому рассмотрим работу нескольких скважин после ПЦО.

Скважина № 6111. 26.03.2008 г. пуск в работу УСШН-57.

Параметры работы скважины на 01.05. 2008 года:

$Q_{ж} = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{в} = 25 \%$; $L = 2,38 \text{ м}$; $n = 4,4 \text{ 1/мин}$; $H_{сп} = 1013 \text{ м}$.

04.06.2008 г. скважина остановлена по причине обрыв штанг с наработкой 70 суток. Спустя трое суток 07.06.2008 г. скважина снова пущена в работу УСШН-57. Параметры работы скважины на 01.07.2008 года:

$Q_{ж} = 24 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{в} = 42 \%$; $L = 2,42 \text{ м}$; $n = 4,3 \text{ 1/мин}$; $H_{сп} = 1108 \text{ м}$.

Скважина была остановлена по причине зависание штанг с наработкой 43 суток.

24.07.2008 г. скважина пущена в работу УЭВН-25-1500. Параметры работы скважины на 01.09. 2008 года:

$Q_{ж} = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{в} = 56,7\%$; $H_{сп} = 1103 \text{ м}$.

Текущая наработка на 01.01.2009 г. составила 161 сутки.

Скважина № 7112. 03.04.2008 г. запущена в работу УСШН-57. Параметры работы скважины на 01.05.2008 года:

$Q_{ж} = 36 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{в} = 41 \%$; $L = 2,08 \text{ м}$; $n = 5,4 \text{ 1/мин}$; $H_{сп} = 996 \text{ м}$.

Спустя 40 суток скважина остановлена по причине зависания штанг.

19.05.2008 г. скважина запущена в работу УЭВН-25-1500. Параметры работы скважины на 01.07.2008 года:

Ож = 21 м³/сут; Qв = 46 %; Нсп = 1003 м.

Текущая наработка на 01.01.2009 г. составила 227 суток.

Скважина № 2749. 12.02.2008 г. запущена в работу УСШН-57. Параметры работы скважины на 01.03.2008 года:

Ож = 19 м³/сут; Qв = 17 %; L = 1,32 м; n = 6,1 1/мин; Нсп = 1110 м.

Спустя 118 суток скважина остановлена по причине зависания штанг.

12.06.2008 г. скважина запущена в работу УЭВН-12-1500. Параметры работы скважины на 01.07. 2008 года:

Ож = 7 м³/сут; Qв = 18 %; Нсп = 1157 м.

Текущая наработка на 01.01.2009 г. составила 203 суток.

Таким образом, используемую на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения технологию (смена типа оборудования с УСШН на УЭВН при снижении температуры) можно назвать эффективной; не следует дожидаться остановки скважины, оборудованной УСШН по причине зависания, а как следствие и обрыва колонны штанг, а рассчитав температуру, при которой начнет происходить зависание, производить смену УСШН на УЭВН.

Выводы и рекомендации

Обзор технической литературы, проведение анализа и соответствующих расчетов позволяют сделать следующие выводы:

- на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения основным способом разработки залежи является тепловое воздействие;
- наработка по скважинам, работающим в зоне ПТВ значительно выше, чем по скважинам, работающим на естественном режиме, что говорит об эффективности ПТВ;
- после проведения паро-циклической обработки скважины температура является меняющимся параметром;
- эксплуатация скважины одним типом оборудования не представляется возможным.

Рекомендуется после проведения паро-циклической обработки скважины первым следует спускать штанговый глубинный насос, так как его технические характеристики позволяют работать с более высокой температурой и обводненностью, его гарантийная наработка значительно больше в сравнении с ЭВН; СШН менее восприимчив к работе с механическими примесями и агрессивной среде, а также, при снижении температуры до определенной величины следует спускать ЭВН.

На рассмотренных скважинах ЭВН следует спускать при падении температуры ниже 35 и 32 °С соответственно, чтобы избежать зависания колонны штанг и

вытекающих отсюда последствий (отсутствие подачи, обрыв штанг), что позволит сохранить оборудование и сэкономить средства и время на проведение ремонта скважины.

Литература

1. Муляк В.В., Чертенков М.В. Технология освоения залежей высоковязких нефтей (краткий обзор) // Нефтепромысловое дело. 2006. № 1. С. 15 - 19.
2. Ильинский А.А., Мнацаканян О.С., Череповицын А.Е. Нефтегазовый комплекс Северо-Запада России: стратегический анализ и концепция развития. СПб.: Наука, 2006. 474 с.
3. Рожкин М.Е. Разработка способов прогнозирования эффективности работы глубиннонасосного оборудования при эксплуатации месторождений высоковязких нефтей // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-технической конференции, 12-13 ноября 2009 г. / под ред. Н.Д. Цхадая. Ухта: УГТУ, 2010. С. 99 - 103.
4. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / под ред. М.Д. Валеева. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 303 с.

UDC 622.276

FEATURES OF WORK OF PUMPING EQUIPMENT ON PERM-CARBON RESERVOIR OF THE USINSK FIELD

Rozhkin M.E.

*Usinsk branch of Ukhta State Technical University, Usinsk, Russia
e-mail: merozhkin@gmail.com*

Abstract. *The particularities of the working the pumping equipment on perm-carbon reservoir of Usinsk field is conditioned characteristic of production and resulting thence applicable of oil production technologies. At present main part reservoir is developed on natural mode. There are many of wellbores in zone of heat steam stimulation. In the same way for increase of the oil production are conducted steam-cyclic treatment at wellbores. After steam-cyclic treatment usage wellbore by one type of the equipment is not given possible because of wellbore's temperature is changing parameter.*

The primary goal of this article – to recommend optimum pumping equipment for wellbores at perm-carbon reservoir of Usinsk field after steam-cyclic treatments. The task in view was solved by the review of the technical literature, conducting of the peer analysis and applicable calculations.

Keywords: *pumping equipment, high-viscosity oil, toughness, temperature, hang-up, string of drill rods, wellbore, calorific affecting*

1. Mulyak V.V., Chertenkov M.V. Tekhnologiya osvoeniya zalezhei vysokovyazkikh neftei (Technology of development of high-viscosity oil reservoirs), *Neftepromyslovoe delo*, 2006, Issue 1, pp. 15 - 19.

2. Il'inskii A.A., Mnatsakanyan O.S., Cherepovitsyn A.E. Neftegazovyi kompleks Severo-Zapada Rossii: strategicheskii analiz i kontseptsiya razvitiya (Oil and gas complex of the North-West of Russia: strategic analysis and concept of development). SPb., Nauka, 2006. 474 p.

3. Rozhkin M.E. Razrabotka sposobov prognozirovaniya effektivnosti raboty glubinnonasosnogo oborudovaniya pri ekspluatatsii mestorozhdenii vysokovyazkikh neftei (Development of methods for predicting the effectiveness of downhole pump equipment work during high-viscosity oil fields exploitation), *Proceedings of conference "Problems in development and exploitation of high-viscosity oil fields and bitumes"*, 12-13 November 2009. Ukhta, 2010. PP. 99 - 103.

4. Urazakov K.R., Bogomol'nyi E.I., Seitpagambetov Zh.S., Gazarov A.G. Nasosnaya dobycha vysokovyazkoi neftei iz naklonnykh i obvodnennykh skvazhin (High viscosity oil pump production from the inclined and watered wells). Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2003. 303 p.