УДК 622.276.6

Н.И.СЛЮСАРЕВ, Т.В.КИЯШКО, В.В.ВОРОНИН
Санкт-Петербургский горный институт

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Проведенный анализ промысловых данных Западно-Полуденного месторождения показал, что основными причинами выхода скважин из эксплуатации являются осложнения, вызванные продуктами разрушения нефтяного пласта, несоответствие производительности установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и притока флюида, а также повреждение насоса при спуске в местах набора кривизны.

Воздействие всех этих факторов вкупе или порознь вызывает ухудшение технико-экономических показателей разработки. Особенности геологического строения, рост обводненности скважинной продукции требуют более детального обоснования режимов работы пласта и скважины. Достаточно простым и эффективным методом управления технологией разработки является прогнозирование и контроль оптимальных параметров работы пласта и скважины с применением аналитических методов и компьютеризации процессов. Такое решение не требует значительных капитальных вложений и затрат, но позволяет предотвращать или вовсе исключать преждевременный выход из эксплуатации скважинного оборудования и самой скважины.

Для совершенствования методов управления процессами эксплуатации нефтяной залежи разработана программа для оптимизации режима системы: пласт – скважина – УЭЦН – сборный коллектор. По экспертным оценкам предлагаемые рекомендации позволяют предотвращать техногенные осложнения, увеличить среднюю наработку на отказ более чем в 1,5 раза, а межремонтный период на 65-70 %.

The conducted analysis of the production datas of a West – midday field has shown, that the main causes of escaping of exploitation of wells are the complications called by products of destruction oil of a seam, disharmony to productivity the device of centrifugal pumps concerning inleaks of fluid and damage of the pompe at descent in places of a set of curvature.

All factors fall into to complications, as effect jointly or separately, invoke deterioration of overall economics of mining. A feature of a geological feature, growth of water in downhole of production demand more detail substantiation of operational modes of a seam and well. A simple enough and effective method of control of technology of mining is the forecasting and control of optimum parameters of activity of a seam and well with application of analytical methods and computerization of processes. Such solution does not demand capital investments and considerable costs, but allows to prevent or at all to eliminate anticipatory escaping of exploitation of downhole equipment and well.

For perfecting methods of control of processes of exploitation of oil pool the program for optimization of a mode of a system is designed: "a seam – well – device of centrifugal pumps – modular header". By expert estimations the tendered guidelines allow to prevent technogenic complications, to increase mean time between failures more than in 1,5 times and overhaul life on 65-70 %.

В нефтяной промышленности ошибки, заложенные в технологические процессы, не только повышают степень риска проекта, но и могут привести к серьезным последствиям. Проектирование и управление процессом принципиально важно для успеха нефтяной компании. Производительность можно повышать, только улучшая процесс.

В качестве основных источников для выполнения данной работы служили материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики в НГДУ «Стрежевойнефть», разрабатывающего Западно-Полуденное месторождение в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского округа Тюменской области.

Месторождение открыто в 1984 г. и введено в разработку в 1987 г. Нефтеносность связана с отложениями васюганской (верхняя юра), вартовской и алымской (нижний мел) свит. Коллекторами нефти являются преимущественно алевролиты, крупнозернистые и мелко-среднезернистые песчаники. Цемент (5-15 %) в основном гидрослюдистый, пленочно-поровый. С начала разработки отобрано 357,8 тыс.т нефти, обводненность продукции 51,8 %, водонефтяной фактор 1,1. Скважины, глубина которых достигает 3000 м, в основном эксплуатируются погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН). В процессе эксплуатации фонд скважин стареет. Бездействующий фонд на 01.01.99 составил 782 скважины.

Анализ показал, что основными факторами, влияющими на работу УЭЦН в скважине, являются отложения солей, парафина и наличие механических примесей в добываемой жидкости, а также конструкция скважины, кривизна ствола и исполнение узлов и деталей УЭЦН. Все факторы относятся к осложнениям, так как, воздействуя совместно или порознь, вызывают ухудшение технико-экономических показателей разработки. Средняя наработка на отказ за 11 месяцев составила 225 суток. Из 225 отказов 165 приходится на снижение или отсутствие подачи и 25 на заклинку насоса.

Основные причины отказов: засорение механическими примесями (продуктами разрушения скелета пласта-коллектора) 42 %, повреждения при спуске из-за кривизны скважины 27 % и недостаточный приток 10 % (см. таблицу). Состав механических примесей составляют продукты коллектора. Анализ мероприятий по предупреждению и ликвидации осложнений в НГДУ «Стредевойнефть» свидетельствует об их недостаточной эффективности.

Особенность геологического строения, рост обводненности скважинной продукции требует более тщательного обоснования оптимальных режимов системы пласт – скважина – насосное оборудование – сборный коллектор, предупреждающих осложнения в работе добывающей скважины. Часто непродуманное повышение производительности насосов приводит к авариям. Вынос механических примесей из коллектора можно свести к минимуму за счет допустимого градиента давления. Именно градиент давления, а не депрессия на пласт пропорционален силе, разрушающей скелет породы.

Характерные причины отказов по скважинам часто ремонтируемого фонда

Скважина	Типоразмер насоса	Глубина спуска, м	Наработка, сутки	$Q_ж$, м³/сутки	$h_д$, м	Причина отказа
846/35	Э250-1500	2100	5	190	1486	Вынос проппанта (1500 мг/л)
846/35	Э130-1700	2100	12	70	1100	Вынос мехпримеси (425 мг/л)
846/35	Э80-1400	1920	104	59	1700	Малый приток
846/35	Э50-2000	1920	22	52	1450	Вынос мехпримеси (504-1490 мг/л)
1050/55	Э-80-1840	1880	11	77	800	Вынос проппанта (754 мг/л)
1050/55	Э-80-1850	1870	60	64	1360	Вынос мехпримеси (356 мг/л)
1050/55	Э-80-1600	2020	4	70	1150	Кривизна скважины
2017/54	Э-60-2000	2235	38	42	1525	Вынос мехпримеси (380 мг/л)
2017/54	Э-50-1740	2000	43	36	1300	Вынос мехпримеси (200 мг/л)
2017/54	Э-80-1800	1925	57	44	1600	Вынос мехпримеси (1000 мг/л)р
1807/184	Э-80-1400	1699	17	83	690	Разрушение рабочих органов
1807/184	Э-130-1200	1633	7	103	750	– « –
1807/184	Э-130-1450	1600	11	112	945	– « –
1459/159	Э-125-1400	1570	84	110	1280	Радиальный износ рабочих органов
1459/159	Э-130-1350	1541	20	105	1300	Большой люфт
1459/159	Э-130-1300	1500	37	100	1345	Разрушение рабочих органов
1103/156	Э-80-1200	1350	12	83	655	Полное разрушение рабочих органов
1103/156	Э-80-1200	1300	79	75	700	Односторонний износ рабочих органов
1103/156	Э-125-1450	1684	18	123	920	Полное разрушение рабочих колес

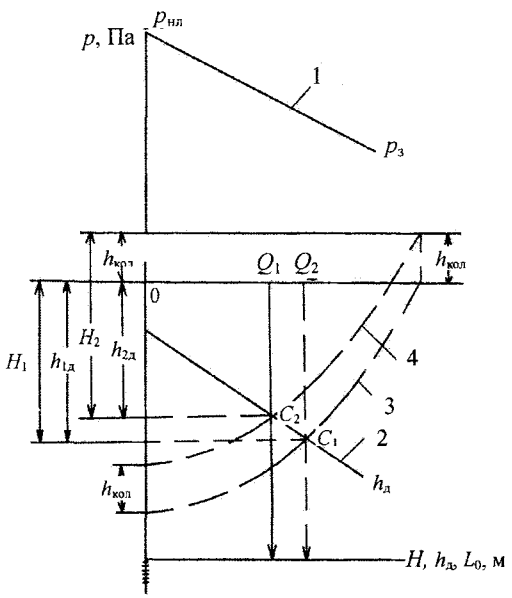


Рис.1. Номограмма работы системы пласт – скважина – УЭНЦ – сборный коллектор

1 – индикаторная линия дебит – давление на забой; 2 – индикаторная линия дебит – уровень; 3 и 4 – характеристика ЭЦН $Q_{пр} – H$ при $h_{кол} = 0$ и $h_{кол} > 0$ соответственно

Для проектирования режимов работы скважины основным показателем служит ее дебит, который на основании гидродинамических исследований методом постоянных отборов может быть определен по уравнению притока

$$Q_ж = K(p_{пл} - p_з),$$

где $Q_ж$ – объемный дебит, м^3/сут; K – коэффициент продуктивности, м^3/(сут·Па); $p_{пл}$ и $p_з$ – соответственно пластовое и забойное давление, Па.

При построении номограммы совместной работы системы пласт – скважина – насос предпочтительно определять забойное давление как функцию дебита

$$p_з = p_{пл} - Q_ж/K. \qquad (1)$$

Каждому дебиту соответствует свой динамический уровень $h_д$ и свое забойное давление $p_з = p_ж g h_д$ (здесь g – ускорение свободного падения), которое можно выразить значением динамического уровня при заданном K:

$$Q_н = K[p_{пл} - p_з g(L_0 - h_д)], \qquad (2)$$

где $Q_н$ – приток нефти; L_0 – расстояние от устья до перфорационных отверстий.

С учетом уравнения (1)

$$h_д = L_0 - p_з/p_ж g.$$

При совместной работе системы пласт – скважина – УЭЦН производительность ЭЦН должна соответствовать дебиту скважины ($Q_{наз} = Q_{пр}$), а напор, развиваемый насосом, H динамическому уровню $h_{1д}$ (рис.1, точка C_1). Для системы пласт – скважина – ЭЦН – сборный коллектор меняется характеристика ЭЦН и кривую 3 необходимо сместить на всем интервале параллельно оси напоров на $h_{кол} = p_{кол}/(p_ж g)$ (рис.1, точка C_2). Производительность насоса при этом уменьшается до величины Q_2. Для подбора УЭЦН с учетом потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений к конкретной скважине или при изменении ее характеристики составлена программа, которая позволяет по потенциалу скважины планировать дебит с учетом допустимого градиента давления в призабойной зоне пласта, рассчитывать параметры и подбирать УЭЦН.

Осложнения, вызванные кривизной скважины, заключаются в возникновении изгибающих и смещающих сил, воздействующих на корпус узлов УЭЦН и силовой кабель. Основными причинами отказов являются слом валов, нарушение герметичности фланцевых соединений, электропробой обмоток двигателя. Большинство этих отказов приходится на глубину размещения установок, совпадающих с интервалом набора кривизны.

Допустимое значение угла размещения установки

$$\alpha = 360L/(2\pi R),$$

где L – длина искривленного участка, м; R – радиус искривления.

Величина R определяется по схеме (рис.2) из треугольника AON:

$$R^2 = (l/2)^2 + [R - (d_1 - d_2)]^2,$$

где l – длина УЭЦН, м; d_1 – внутренний диаметр скважины, м; d_2 – максимальный диаметр УЭЦН, м.

На основании этого алгоритма составлена программа для получения условий безаварийного спуска в скважины

различных типоразмеров УЭЦН и расчета допустимого набора кривизны ствола в рабочей зоне.

Достаточно простым и эффективным методом управления технологическими процессами разработки месторождения является оптимизация системы пласт – скважина – УЭЦН – сборный коллектор на основе компьютеризации аналитических методов, анализа полученных данных и своевременного регулирования режимов работы. Такое решение не требует значительных капитальных вложений и затрат, но позволяет предотвращать или вовсе исключать такие осложнения как недостаточный приток, вынос механических частиц из коллектора, кривизна скважины и соответственно преждевременный вывод из эксплуатации не только УЭЦН, но и самой скважины.

По экспертным оценкам предлагаемые рекомендации позволяют увеличить среднюю наработку на отказ для условий Западно-Полуденного месторождения более чем в 1,5 раза (с 283 до 440), и увеличить межремонтный период на 70-65 %.

Таким образом, разработанные компьютерные системы контроля, анализа и регулирования для конкретных условий Западно-Полуденного месторождения позволяют заблаговременно прогнозировать режимы работы нефтяной залежи, что обеспечивает не только повышение технико-экономических показателей разработки по поддержанию оптимальных условий эксплуатации скважин, но и рациональное недропользование за счет существенного снижения потерь части подвижных запасов нефти при выходе из строя высокодебитных добывающих скважин. Результаты проведенных исследований отражают перспективы совершенствования процессов управления добычей нефти.

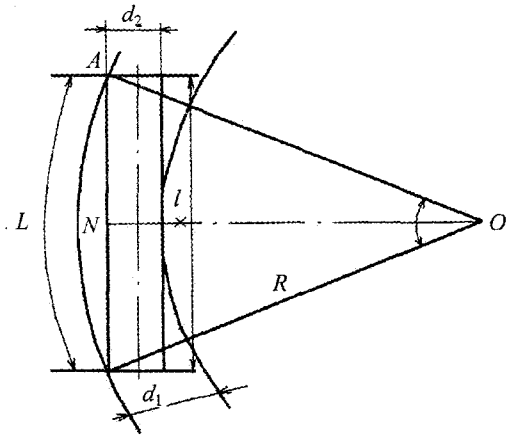


Рис.2. Схема расчета условий вписываемости УЭНЦ на искривленном участке ствола скважины