

УДК 622.276.054.23

АНАЛИЗ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА НА ТАЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF OPTIMIZATION OF TECHNOLOGICAL REGIMES OF WELLS OF THE MECHANIZED FUND ON THE TALINSKOYE FIELD

Вдовиченко Дмитрий Владимирович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
vdovichenkodima24@yandex.ru

Батыров Мухамед Измудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Аннотация. Эффективность и степень выработки запасов углеводородов из неоднородных низкопроницаемых коллекторов зависят от режима дренирования, метода воздействия на залежь, а также реализуемых режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. При этом не исключается возможность трансформации энергетического состояния залежи. В этой связи подробное рассмотрение особенностей геологического строения Талинского месторождения, а также некоторых процессов, которые происходят в процессе разработки и вносят существенные изменения в систему, влияния технологических характеристик на эффективность выработки запасов (забойное давление, депрессия, обводнённость), применяемых методов воздействия на высоконеоднородные пласты с целью интенсификации выработки запасов нефти и др. является важным. В статье проведён анализ применения и опыта эксплуатации ЭЦН; анализ применения и опыта эксплуатации УЭДН и анализ применения и опыта эксплуатации ШГН. Сделан анализ осложнений при эксплуатации ЭЦН и даны мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО и с солеотложениями. Приведён расчёт подбора УЭЦН для условий Талинского месторождения.

Ключевые слова: анализ применения опыта эксплуатации ЭЦН; осложнения при эксплуатации ЭЦН; мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО; мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями; анализ применения и опыта эксплуатации УЭДН; анализ применения и опыта эксплуатации ШГН; анализ оптимизаций технологических режимов скважин.

Vdovichenko Dmitriy Vladimirovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
vdovichenkodima24@yandex.ru

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling fluid engineer,
Company «Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Annotation. The efficiency and degree of hydrocarbon reserves development from non-uniform low-permeability reservoirs depend on the drainage regime, the method of impact on the deposit, and the operational modes of producing and injection wells. This does not exclude the possibility of transforming the energy status of the deposit. In this regard, a detailed consideration of the features of the geological structure of the Talinskoye field, as well as some processes that occur during the development process and introduce significant changes to the system, the influence of technological characteristics on the efficiency of producing reserves (bottomhole pressure, depression, watering), the methods used to influence highly inhomogeneous layers with the aim of intensifying the production of oil reserves, etc. is important. The article analyzes the application and operational experience of the electric centrifugal pump; the analysis of the application and experience of operation of the installation of the electrodiaphragm pump and the analysis of the application and operational experience of the deep rod pumps. An analysis of complications in the operation of the electric centrifugal pump was made and measures were taken to prevent and combat asphalt-resin-paraffin deposits and scale deposition. The calculation of electric centrifugal pump selection for the conditions of the Talinskoye field.

Keywords: analysis of the application of the electric centrifugal pump operation experience; complications in the operation of electric centrifugal pump; measures to prevent and combat asphalt-resin-paraffin deposits; measures to prevent and combat scale deposition; analysis of application and experience of operation of the installation of the electrodiaphragm pump; analysis of application and operational experience of the deep rod pumps; analysis of optimization of technological regimes of wells.

Общие сведения о месторождении

Талинское нефтегазовое месторождение открыто в 1962 году. Ближайшим крупным населённым пунктом является город Нягань, расположенный вдоль дороги Ивдель – Обь.

Описываемая площадь находится на левом берегу реки Оби и представляет собой холмисто-увалистую равнину с глубоким длиннобалочным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 23–206 м, на большей части площади 150–160 м.

Талинское месторождение Красноленинского свода – одно из крупнейших по запасам в Западной Сибири, характеризуется специфическими горно-геологическими условиями, значительно осложняющими процесс разработки.

Талинское месторождение находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение простирается с северо-северо-запада на юго-юго-восток полосой шириной от 6 до 16 км на расстояние свыше 150 км (рис. 1).

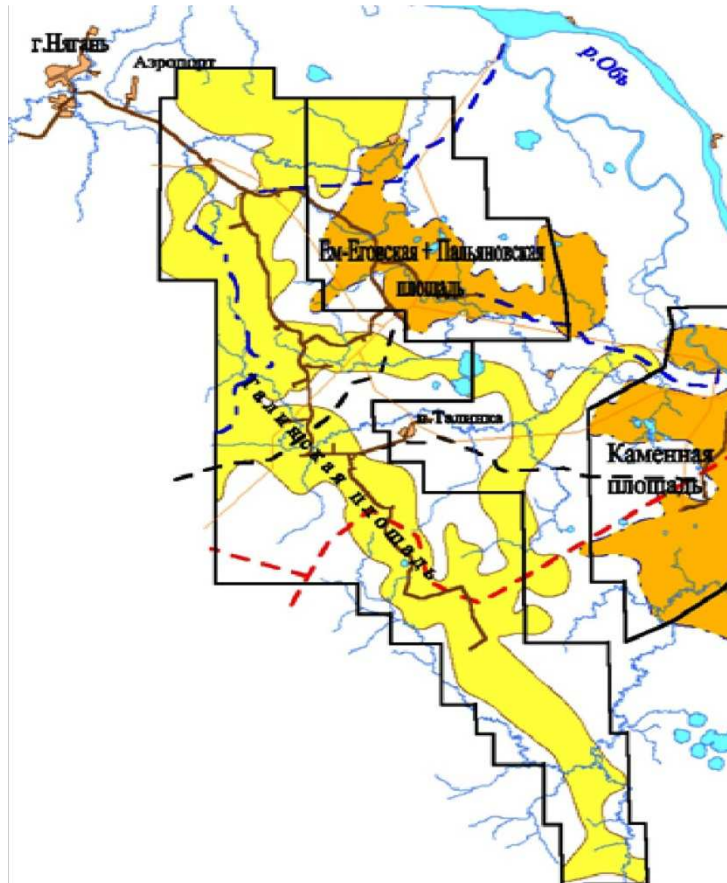


Рисунок 1 – Обзорная карта расположения нефтяных месторождений ОАО «ТНК-Нягань»

Бурением вскрыты отложения четвертичного, палеогенового, мелового, юрского возраста, а также доюрские образования, представленные главным образом сланцами, кварцитами и туфопесчаниками.

Промышленная нефтеносность установлена в отложениях тюменской свиты (пласты ЮК₂ – ЮК₁₁). Однако основными объектами разработки являются пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁ шеркалинского горизонта.

В пределах Талинского месторождения выделено несколько крупных участков разработки (с севера на юг) – северный, первоочередной, центральный, район разведочной скважины № 800, промежуточный и районы разведочных скважин №№ 802 и 805 (рис. 2).

Глубокое поисково-разведочное бурение на Красноленинском своде начато в 1959 году. За период с 1960-1968 гг. по результатам бурения глубоких скважин была доказана высокая перспективность территории Красноленинского свода в нефтегазовом отношении. Первая промышленная нефть выявлена в 1962 году на Каменной площади, а в 1963 году признаки нефтегазоносности тюменской и викуловской свит установлены на площадях Ай-Торская, Ем-Ёговская, Елизаровская, Пальяновская.

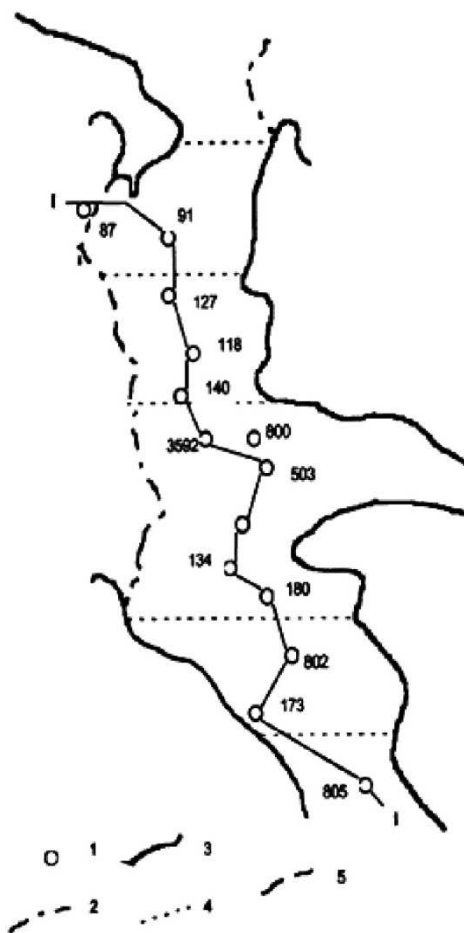


Рисунок 2 – Схема распространения пласта ЮК₁₀ Талинского месторождения:
 1 – скважина; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – граница выклинивания;
 4 – граница участков разработки; 5 – граница замещения коллектора; 1-1 – линия + профиля

Поисково-разведочными работами в период с 1975 по 1982 гг. доказана необходимость объединения всех выявленных в отложениях тюменской свиты залежей в единое Красноленинское нефтегазовое месторождение.

Годы 1979–1983 характеризуются интенсивным разворотом разведочного бурения на Талинской площади и выходом на Южно-Талинскую площадь. Базисным объектом разведки в пределах Талинской и Южно-Талинских площадей являлся шеркалинский горизонт (пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁).

Результаты испытания пробуренных скважин показали значительную изменчивость физических свойств и сложный характер насыщения коллекторов тюменской свиты.

С 1996 года на Южно-Талинской площади начата пробная эксплуатация пласта ЮК₁₁.

Относительно невысокая по меркам Западной Сибири продуктивность скважин (по блокам 53 и 54 $K_{cp} = 2,25 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм.}$) предопределило поведение компании – её стремление к форсированию добычи нефти. Так, в период 1997 года проводилось штуцирование скважин в диапазоне 12–9 мм (скважина № 9232 – 14 мм).

В конце 1997 года предпринята попытка снизить депрессию путём уменьшения диаметра регулирующих шайб до диапазона 8–7 мм, со снижением депрессии на пласт в добывающих скважинах до 4 МПа.

За период 1997 года объёмная обводнённость продукции добывающих фонтанирующих скважин (блоки 53–55) достигла 11,8 %.

При задержке механизированного способа эксплуатации одной только энергии пласта становилось недостаточно для подъёма обводнённой нефти. В то же время работа ЭЦН при высоких газовых факторах со срывами подачи заставляла производителей оттягивать их пуск и удлинять тем самым фонтанный период эксплуатации.

В начале 1998 года на Южно-Талинской площади (эксплуатационный объект ЮК₁₁) по блокам 53–55 вновь производилась регулировка режимов работы фонтанирующих скважин путём увеличения диаметра регулирующих штуцеров в диапазоне 9–8 мм и доведения депрессии на пласт до 6 МПа, а также одновременным переходом на механизированную добычу нефти 31,5 % основного фонда скважин в конце года.

В этом же 1998 году предпринята попытка очагово-избирательного заводнения (скважина № 9217) с суммарным объёмом закачки 6000 м³, но забой скважины вскрыл высокопроницаемый пропласток, по которому произошёл прорыв воды в реагирующие скважины (отдельные порции трития достигли добывающей скважины уже в первые часы, что можно объяснить наличием высокопроводящих каналов).

Эффективная проницаемость путей фильтрации составляет сотни Дарси. Ввиду малой толщины и расхода они не фиксируются по данным ГИС.

Таким высокопроводящим каналом может быть только трещина (или их совокупность), раскрывшаяся или образовавшаяся вновь в процессе закачки воды. Такие примеры известны в практике разработки месторождений.

Скважина № 9217 выведена в консервацию спустя месяц после начала эксплуатации.

За весь период 1999 года объёмная обводнённость продукции скважин увеличилась с 11,8 до 26,11 % в конце года, 63,1 % действующего фонда скважин составляли фонтанирующие скважины.

За этот же год зафиксировано их максимальное количество – 12 ед.

В период с 1999 по июль 2002 года производилась последовательная работа по переводу фонтанного фонда скважин на механизированную добычу (70,8 % – в 2000 году; 85,1 % – в 2001 году; 81,48 % – в 2002 году), дальнейший рост объёмов бурения – доведение основного фонда скважин с 19 до 27 ед., регулирование штуцерованием на выкиде фонтанных скважин до 6 мм в 2003 году.

За это время фонд фонтанирующих скважин уменьшился в 4 раза, количество скважин, оборудованных ШСНУ и ЭЦН, увеличилось соответственно в 6,0 и 3,2 раза.

Объёмная обводнённость достигла 57,27 %. Пластовое давление снизилось до 20,01 МПа на внешнем контуре, на 19,9 % от начального (25,0 МПа).

Площадь блоков 53–55 (пласт ЮК₁₁) Южно-Талинской площади разбурена в основном в зоне условного раздела между блоками 53–54 по правильной геометрической системе для площадного заводнения. Использовалась четырёхточечная система с расстояниями между забоями скважин 600 м в ряду и 600 м между рядами.

Талинское месторождение представляет собой пластовую залежь с наличием в разрезе нескольких нефтенасыщенных пластов. Пласты не выдержаны по простирацию, что обусловлено наличием как локальных, так и региональных зон выклинивания. Основными объектами разработки являются пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁ шеркалинского горизонта тюменской свиты.

Не претендуя на абсолютную полноту изложения и ограничиваясь рассмотрением только физики основных явлений, можно утверждать, что при вполне определённых условиях разработки залежи неизбежно:

- изменение емкостных и фильтрационных свойств продуктивного горизонта, влияющих на полноту и эффективность выработки запасов;
- разрушение продуктивного горизонта с возникновением условий, приводящих к деформации земной поверхности в зоне разрабатываемого месторождения или даже к землетрясениям;
- потеря герметичности между обсадной колонной, цементным камнем и стенкой скважины за счёт деформационных процессов на стенке скважины;
- изменение работающей толщины продуктивного горизонта, например, за счёт глинизации прикровельной или приподошвенной частей залежи;
- отрицательное влияние на окружающую среду самого процесса разработки залежи углеводородов.

Во избежание или для минимального проявления указанных отрицательных последствий необходимо ограничение дебитов добывающих или приёмистости нагнетательных скважин, ограничение темпа отбора запасов углеводородов, установление предельных значений забойных давлений, превышение которых недопустимо.

В данной ситуации важнейшей задачей повышения эффективности выработки запасов становится задача нахождения технологий, адекватных реальному состоянию разработки.

При обосновании стратегии повышения эффективности выработки запасов, когда реализуемая система разработки неэффективна, необходимо определить причины её низкой эффективности, что достигается изучением и анализом поведения эксплуатационного объекта в процессе его разработки.

Повышение степени выработки запасов из разрабатываемых пластов может быть достигнуто как повышением эффективности дренирования высокопроницаемых интервалов неоднородного пласта, так и вовлечением в разработку низкопроницаемых, недренируемых при реализуемой системе воздействия на пласт интервалов.

Резюмируя, сформулируем основной тезис возможности повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов: постоянно действующая и адекватно адаптируемая к изменяющимся во времени условиям разработки объекта модель, на которой проигрываются предлагаемые решения и ответственно оцениваются последствия их принятия и реализации.

Анализ применения и опыта эксплуатации ЭЦН

Фонд скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса (УЭЦН), на 01.01.2017 г. составил 468 единиц, из которых в добывающем фонде находилось – 331, в ожидании ремонта – 25, в бездействии – 112 скважин. Доля ЭЦН в общем фонде механизированных скважин составляет 67,2 %. За 2016 год добыча нефти с помощью УЭЦН составила 854,421 тыс. тонн, жидкости 14273,744 тыс. м³.

Основные показатели эксплуатации скважин приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Основные показатели эксплуатации ЭЦН на Талинской площади

Показатель	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁	ЮК ₁₀₋₁₁
1	2	3	4
Дебит нефти, тонн/сут.			
минимальный	0,5	0,5	0,9
максимальный	79,8	38,8	65,8
средний	9,4	6,0	8,0
Дебит жидкости, м³/сут.			
минимальный	5	6	12
максимальный	393	360	300
средний	99,0	138,7	103,4
Обводнённость продукции, %			
минимальный	6	15	6
максимальный	99,5	99,0	99,0
средний	79,9	92,6	82,8
Глубина спуска насоса, м			
минимальный	1400	1105	1106
максимальный	2495	2643	2451
средний	2010	1885	1942
Динамический уровень, м			
минимальный	0	0	0
максимальный	1994	1779	1987
средний	889	779	798
Забойное давление, атм.			
минимальный	80	103	68
максимальный	223	223	242
средний	154	167	159

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Затрубное давление, атм.			
минимальный	4,1	4,1	5,8
максимальный	41	28	23
средний	12,4	11,7	11,7
Буферное давление, атм.			
минимальный	6	6	6
максимальный	35	34	26
средний	13,4	12,8	12,5
Пластовое давление, атм.			
минимальный	172	178	183
максимальный	270	255	271
средний	229	227	220
Депрессия на пласт, атм.			
минимальный	75	5	18
максимальный	155	137	132
средний	75	60	61

Глубины спуска насосов изменяются от 1105 до 2643 м при среднем значении 1946 м. Динамические уровни в пределах от устья до 1994 м при средних значениях по пластам от 779 до 889 м. Средние дебиты жидкости по пластам ЮК₁₀ и ЮК₁₁ составляют от 99 до 138,7 м³/сут. Обводнённость продукции пластам ЮК₁₀ и ЮК₁₁ колеблется в среднем от 79,9 до 92,6 %.

Пластовые давления в зоне отбора составляют 17,2–18,3 МПа при средних значениях, близких к начальному 22,0–22,9 МПа.

В широком диапазоне изменяются по скважинам забойные давления – от 6,8 до 24,2 МПа, при среднем 16,0 МПа; проектные давления для механизированных скважин 17,5–18,0 МПа.

На рисунке 3 приведена структура действующего фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2017 г. Характерно увеличение парка УЭЦН с большой производительностью ЭЦН-200, ЭЦН-250, ЭЦН-400.

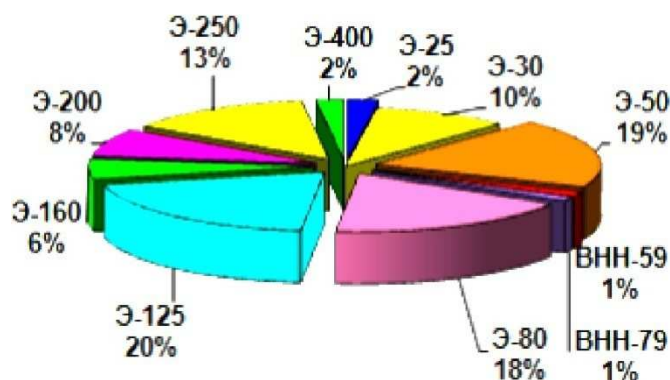


Рисунок 3 – Структура действующего фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2017 г.

Средний дебит УЭЦН составляет $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_n = 8,1 \text{ тонн/сут.}$ Таким образом, основным фондом являются УЭЦН-80 и УЭЦН-125.

В 2016 году произошло 452 отказа, из которых 189 (41,8 %) преждевременных с наработкой менее 120 сут. В 2015 году средний МРП по УЭЦН составил 286 сут., а в 2016 году – 283 сут. В таблице 2 представлена средняя наработка на отказ фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2016 г. и на 01.01.2017 г.

Таблица 2 – Средняя наработка на отказ фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2016 г. и на 01.01.2017 г.

	внн-25	Э-30	Э-50	внн-59	внн-79	Э-80	Э-125	Э-160	Э-200	Э-250	Э-400
01.01.2016	0	158	234	0	0	269	225	207	219	211	63
01.01.2017	24	146	253	58	0	250	257	162	167	259	68
Изменение	24	-12	19	58	0	-19	32	-45	-52	48	5

Структура отказов УЭЦН по узлам приведена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Структура отказов УЭЦН по узлам

За 2016 год произошло 16 полётов УЭЦН по следующим причинам:

- НКТ – 62,5 %;
- ЭЦН – 6,3 %;
- газосепаратор – 31,2 %.

Нарботка на отказ по УЭЦН на сегодняшний день характеризуется двумя показателями:

- 1) низкий уровень наработки;
- 2) снижение наработки на отказ.

Негативное воздействие на уровень наработки на отказ в целом по фонду УЭЦН оказывает эксплуатация УЭЦН в более жёстких условиях:

- заглупление;
- снижение ресурса узлов УЭЦН и кабеля из-за более высокого температурного режима;
- повышение риска полёта вследствие увеличения нагрузки на колонну НКТ (осевой и от вибрации УЭЦН);
- повышение риска вибрационной опасности установки вследствие увеличения длины ЭЦН за счёт дополнительных секций;
- солеотложения из-за изменения термобарических условий при увеличении отбора жидкости из пласта;
- снижение притока в процессе эксплуатации;
- несоответствие производительности установки притоку из пласта (скважины из бездействия);
- вынос мехпримесей (скважины ГРП).

В часто ремонтируемом фонде (ЧРФ) находятся 24 скважины. Как видно из рисунка 5, большую часть ЧРФ 40 % составляют скважины после оптимизации. На сква-

жины, подвергнутые ГРП, приходится 26 % ЧРФ, а также 17 % скважин на коре выветривания (объект Pz). На скважинах, эксплуатируемых кору выветривания, производится штуцирование затрубного пространства и устья. При подземном ремонте скважин делают ГКО, долив нефти в процессе запуска, вывода на режим и эксплуатации. На рисунке 5 приведена структура ЧРФ УЭЦН по видам ГТМ.

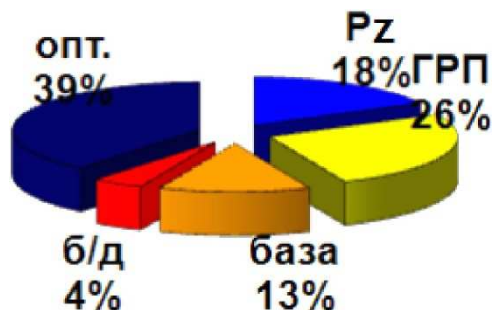


Рисунок 5 – Структура ЧРФ УЭЦН (в разрезе ГТМ)

Периодический фонд, оборудованный УЭЦН, на 01.01.2017 г. насчитывал 16 единиц, что составляет 4,5 % от всего действующего фонда ЭЦН. Причиной периодического режима работы скважин в основном служит, как видно из рисунка 6, нестабильная работа пласта скважин, подвергнутых ГРП (37 %) и несоответствие типоразмера насоса и притока из пласта скважин, выведенных из бездействия (31 %).

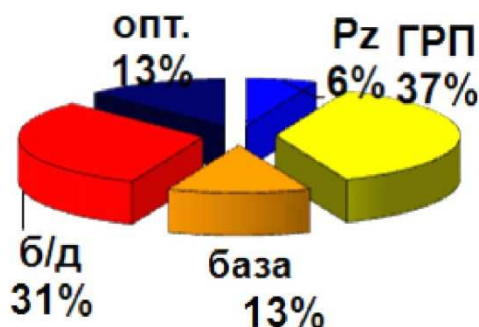


Рисунок 6 – Структура периодического фонда УЭЦН (в разрезе ГТМ)

Внедрение новой техники

На Талинской площади проводятся следующие работы по внедрению новой техники.

С 2012 года применяли кабель теплостойкого исполнения («Камкабель», «Подольск кабель»), а также в качестве удлинителя теплостойкий кабель со свинцовой изоляцией фирм «Борец», «REDA», «Centrilift». Это позволило снизить расслоение изоляции кабеля почти в 5 раз по сравнению с 2011 годом.

Применение сростков кабеля с липкими плёнками производства США сняло проблему отказов по снижению сопротивления изоляции в сростке кабеля. В 2010 году было 42 отказа по этой причине, в 2012 году – только 2.

С марта 2012 года начали внедряться высоконапорные ступени в абразивостойком исполнении АО «Новомет» (г. Пермь), а с 2016 года стали внедряться высоконапорные вихревые насосы 1ВННПИ-25, 2ВННПИ-59, 2ВННПИ-79 износостойкого исполнения (метод порошковой металлургии), имеющие большой рабочий диапазон.

С 2014 года на базе ЦБПО ЭПУ введён в эксплуатацию стенд тестирования узлов УЭЦН. ПЭД испытывают на стенде «Naipottest» высоким напряжением, измеряют токи утечки, измеряют выбег ротора. У ЭЦН определяют напор, мощность, вибрацию, производительность. Кабель тестируют на сверхнизкой частоте 0,1 Гц, что позволяет выявить пробои изоляции в кабельных линиях, не нагружая кабель высоким напряжением.

За 2016 год ОАО «ТНК-Нягань» смонтировано 352 новых ЭЦН, 259 новых ПЭД, 279 новых гидрозащит и 308 новых кабельных муфт.

Осложнения при эксплуатации ЭЦН

Анализ осложнений

В случае интенсивной добычи нефти и отсутствия закачки воды в пласт на некоторых участках залежи текущее пластовое давление может понизиться до величины давления насыщения нефти газом. Это вызовет понижение границы разгазирования нефти и дополнительное охлаждение газонефтяного потока в средней части насосно-компрессорных труб, вследствие чего процесс парафиноотложения усилится.

Процесс солеотложения представляет собой массовую кристаллизацию солей из перенасыщенных водных растворов в сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов и других примесей, влияющих на кинетику кристаллизации и свойства осадков.

Выпадение осадков происходит в результате смешения разнотипных вод, заключённых в нефтяной залежи и закачиваемых в систему ППД.

В ряде случаев причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. Интенсивность осадкообразования при этом увеличивается с повышением температуры и уменьшением давления. Более интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого диаметра (до 50 мм), в задвижках, клапанах, переходных патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией в этих местах газожидкостного потока. В скважинах, оборудованных ЭЦН, отложения солей обнаруживаются на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах насоса, токоведущем кабеле.

В каждом конкретном случае причиной отложения солей может стать любой из перечисленных факторов или совокупность нескольких. Однако некоторые из них будут вызывать временные осложнения в работе скважин в зависимости от периода их влияния, а изменение термобарических параметров является постоянной и наиболее преобладающей причиной выпадения осадка.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Разработка месторождений ОАО «ТНК-Нягань» осложнена выпадением асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании. Вследствие этого непрерывно проводятся различные мероприятия по предупреждению и борьбе с данным осложнением – скребкование скважин скребками парашютными и скребками механическими, а также обработка скважин горячей нефтью и горячей водой. Количество скважин, оснащённых скребками парашютными – 5 ед. (12 %); количество скважин, оснащённых скребками механическими – 9 ед. (24 %). Количество скважин, подверженных парафиноотложению, на 01.01.2017 г. составило 38 ед. (это 11,0 % от действующего фонда скважин); на 01.01.2016 г. – 40 ед. (11,9 %).

Структура скважин, подвергнутых парафиноотложению, представлена на рисунке 7.

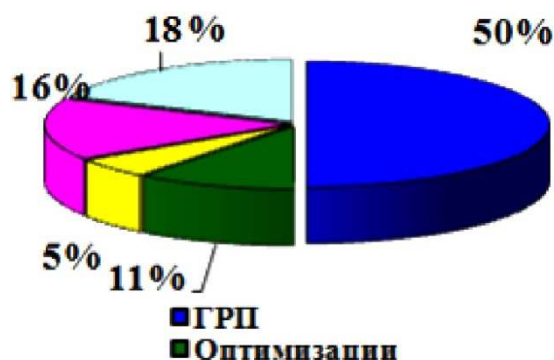


Рисунок 7 – Структура скважин, подвергнутых парафиноотложению

Процент охвата депарафинизацией скважин показан на рисунке 8.

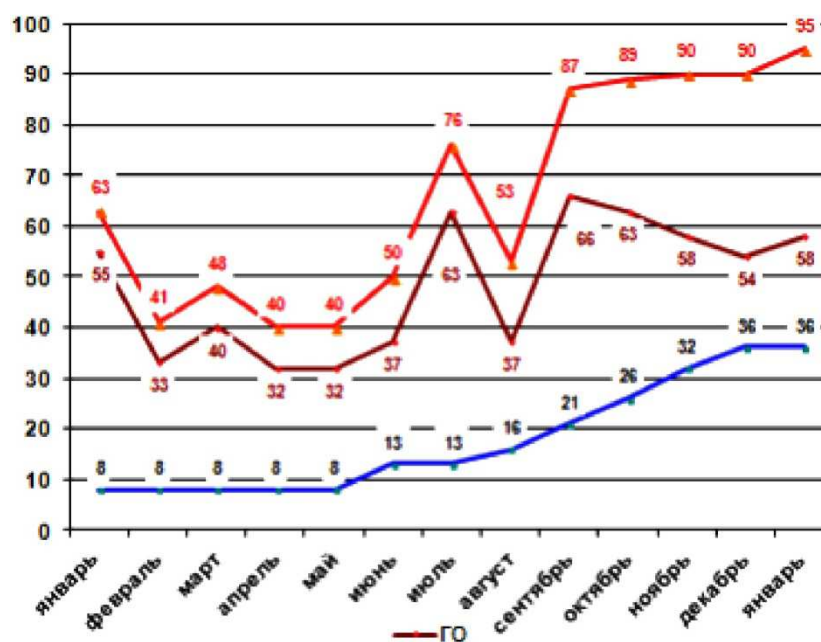


Рисунок 8 – Процент охвата депарафинизацией скважин с 01.01.2016 по 01.01.2017 г.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями

Другой вид осложнений, наблюдаемый при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, является отложение солей. Отложения снижают производительность нефтепромыслового оборудования, приводят к авариям и простоям.

Основными причинами выпадения осадков из водной фазы являются несовместимость закачиваемых и пластовых вод и изменение термобарических параметров от забоя до устья скважин и далее по пути следования добываемой жидкости. Количество скважин, подверженных солеотложению, на 01.01.2017 г. составило 61 ед. (это 17,1 % от действующего фонда скважин); на 01.01.2016 г. – 23 ед. (6,9 %).

В том числе:

- защита закачкой ингибитора солеотложений ХПС – 15 скважин (20 % осложнённого фонда) – средняя наработка до 58,6 сут., после обработки – 72 сут. (текущая наработка);
- применён дозатор «ТРИЛ» – 2 скважины (3 % осложнённого фонда);
- произведена солянокислотная обработка – 9 скважин (12 операций) (охват осложнённого фонда составляет 43 %; на 01.01.2016 г. – 0 %).

Выводы

В целом ЭЦН при текущих условиях эксплуатации (средняя обводнённость более 90 %) обеспечивают проектные значения забойных давлений и отборы по жидкости. Имеет место рост действующего фонда скважин за счёт ГТМ (ввод из бездействия) за 2016 год плюс 12 скважин.

Выполнение требований регламентов на подготовку скважин после ремонта, по выводу на режим и эксплуатации оборудования, а также применение новой техники, в том числе импортных УЭЦН (например, фирмы «REDA»), позволит достигать МРП до 700 сут.

Рекомендации

С целью снижения отказов узлов УЭЦН по причине солеотложений:

- продолжить практику ОПЗ ингибитором солеотложений ХПС-007 (проведено 15 ОПЗ);
- продолжить опытно-промышленную эксплуатацию поднасосных дозаторов «ТРИЛ» (внедрено 2 шт.).

С целью снижения периодического и часто ремонтируемого фонда скважин обеспечить:

- оснащение скважин часто ремонтируемого и периодического фонда СУ нового поколения «Электон», «Борец» (оснащено 24 скважины);

- оснащение скважин периодического фонда устройством плавного пуска УПП-1 (оснащено 6 скважин).

С целью снижения отказов погружного кабеля при эксплуатации:

- внедрение кабельных муфт токоввода повышенной надёжности производства ООО «Битек», «Борец» (внедрено 16 шт.);

- оснащение кабельных линий УЭЦН термостойкими вставками из освинцованного кабеля (81 % линий).

С целью снижения отказов погружного кабеля при СПО:

- усиление технологического контроля;

- оснащение кабельных линий УЭЦН протекторами крепления кабеля (оснащено 38 линий).

С целью снижения отказов по узлам УЭЦН:

- продолжить внедрение УЭЦН ВНН-25 производства «Новомет» на низкодебитных скважинах (внедрено 24 шт.);

- продолжить внедрение ЭЦН 3 группы (износостойкое исполнение) (внедрено 36 УЭЦН);

- продолжить внедрение СУ «ЭЛЕКТОН-05» с преобразователем частоты (внедрено 5 СУ).

С целью снижения негативного воздействия парафинообразования:

- продолжить внедрение механических скребков (оснащено 9 скважин).

Анализ применения и опыта эксплуатации УЭДН

На 01.01.2017 г. под установки электродиафрагменного насоса (УЭДН) обустроено 3 скважины, все находятся в бездействующем фонде. Причиной перевода в бездействие послужили низкий МРП (до 100 сут.) и низкая продуктивность, вследствие чего ремонтировать скважины с УЭДН стало нецелесообразно.

Низкая наработка была следствием влияния высокого газового фактора, температуры и мехпримесей.

УЭДН применялись на скважинах с дебитами 5–20 м³/сут. По опыту эксплуатации ЭДН производства Ижевского электромеханического завода в различных нефтедобывающих предприятиях России МРП в Татарии, Башкирии, Удмуртии достигнут в среднем 336–439 сут. при максимальной наработке более 3 лет.

В Западной Сибири наибольший МРП был достигнут в Сургутском, Пуровском и Лангепасском районах и составил 436–480 сут.

Анализ применения и опыта эксплуатации ШГН

Эксплуатационный фонд штанговых глубинных насосов (ШГН) на 01.01.2017 г. составил 225 скважин, из которых 77 давали продукцию и 148 находились в простое и бездействии. Доля ШГН в общем механизированном фонде составляет 32,3 %. За 2016 год добыча нефти с помощью ШГН составила 85,267 тыс. тонн, жидкости 202,371 тыс. м³. Средний дебит по жидкости по пласту ЮК10 составил 5,2 м³/сут. и по пласту ЮК₁₁ 8,8 м³/сут.

Основные показатели эксплуатации ШГН приводятся в таблице 3.

Таблица 3 – Основные показатели эксплуатации ШГН на Талинской площади

Показатель	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁	ЮК _{10–11}
1	2	3	4
Дебит нефти, тонн/сут.			
минимальный	0,2	0,3	0,9
максимальный	7,7	5,2	5,1
средний	2,7	1,7	2,6
Дебит жидкости, м ³ /сут.			
минимальный	0,5	1,0	1,5
максимальный	19	16	32
средний	5,2	8,8	9,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Обводнённая продукция, %			
минимальный	2,5	6	5
максимальный	90	96	93
средний	34,2	63,5	42,8
Глубина спуска насоса, м			
минимальный	1098	1103	1090
максимальный	1402	1302	1304
средний	1253	1210	1227
Динамический уровень, м			
минимальный	185	466	648
максимальный	1305	1149	1223
средний	966	846	1016
Забойное давление, атм.			
минимальный	123	150	137
максимальный	227	182	208
средний	160	166	161
Затрубное давление, атм.			
минимальный	0,01	0,2	5,7
максимальный	35	23	29
средний	12,0	9,3	9,7
Буферное давление, атм.			
минимальный	4	6	5
максимальный	19	18,5	11
средний	11	12	7,4
Пластовое давление, атм.			
минимальный	195	197	195
максимальный	255	227	260
средний	225	213,5	224
Депрессия на пласт, атм.			
минимальный	28	27	29
максимальный	109	60	105
средний	68,5	43,5	67

Обводнённая продукция изменяется от 2,5 до 96 % при среднем значении от 34,2 (пласт ЮК₁₀) до 63,5 % (пласт ЮК₁₁). Глубина спуска насосов от 1090 до 1402 м при среднем значении 1230 м.

В широких пределах изменяется забойное давление – от 12,3 до 22,7 МПа. Средние забойные давления по пластам близки к проектным (16,0–16,6 МПа).

Пластовые давления добывающих скважин изменяются в широком диапазоне – от 19,5 до 26 МПа, при средних значениях по пластам, близким к первоначальным. Пониженные пластовые давления в зоне отбора наблюдаются на 21,6 % скважин (от 19,5 до 20,0 МПа).

Средний межремонтный период по ШГН за 2016 год составил 232 сут., за 2015 год данный показатель составлял 272 сут., что является относительно низким показателем для данного оборудования. Так, например, в Татарии МРП достигает 600 сут., на Приобском месторождении (со сложными условиями эксплуатации) – 496 сут.

Наибольшее количество отказов ШГН приходится на негерметичность насосно-компрессорных труб вследствие протёртости их насосными штангами, как правило, при отсутствии центраторов на штангах (44,0 %); на втором месте по количеству отказов – отсутствие подачи насоса (42,5 %) (в основном по износу насоса из-за высокого газового фактора и большого содержания мехпримесей в добываемой продукции).

На сегодняшний день в целях повышения уровня наработки на отказ по УШГН проводятся следующие мероприятия:

1. С целью снижения отказов по НКТ проводится:
 - спуск компоновок штанг с центраторами (оснащено 51,9 % фонда скважин).
2. Для снижения отказов по ШГН:
 - с начала года осуществляется переход на применение отечественных ШГН с хромированным покрытием цилиндра;
 - внедрено 23 газовых и 8 газопесочных якорей.
3. С целью снижения негативного воздействия парафино-гидратообразования:
 - на одной скважине (в рамках опытно-промышленной эксплуатации) внедрён поднасосный дозатор ДИС-146;
 - производятся промывки скважин технической водой с добавлением МЛ-80;
 - ужесточён контроль за выбраковкой НКТ и штанг при проведении ПРС.

Внедрение новой техники

В 2016 году внедрено 29 высоконадёжных импортных насосов «SBS» (австрийского производства) и 3 насоса «Аксельсон-Кубань» (42 % от всего дающего фонда ШГН); средний МРП по данному оборудованию составил 375 сут.

Выводы

ШГН при текущих условиях эксплуатации обеспечивают достижение проектных забойных давлений. МРП достигает 232 сут. Имеет место наличие большого бездействующего фонда – 144 скважины. Заметна тенденция к снижению фонда (за 2016 год минус 24 скважины), в основном скважины выведены в бездействие по нерентабельности с дебитом менее одной тонны в сутки.

Рекомендации

Применение в дальнейшем новых видов оборудования (газопесочных фильтров, штанг с центраторами, штанговращателей, шламоулавителей и др.) и своевременная замена отработавшего свой срок службы оборудования позволят достичь МРП до 500 сут.

Опыт эксплуатации ШГН в других регионах показывает, что при соблюдении перечисленных условий представляется реальным увеличение МРП с 232 до 500 сут.

Расчёт подбора УЭЦН для условий Талинского месторождения

Условия, в которых приходится эксплуатировать установки погружных электронасосов на Талинском месторождении, своеобразны и сложны, как в геологическом, так и технологическом плане. Поэтому оборудованию, находящемуся в работе, приходится испытывать колоссальные нагрузки различных факторов, которые являются причиной многих отказов.

Большой процент УЭЦН на месторождении работает в режиме ниже оптимального, что тоже приводит к преждевременным отказам и снижению эффективности эксплуатации. Оптимизация технологических режимов скважин механизированного фонда является видом ГТМ, направленным, в первую очередь, на увеличение добычи нефти в связи с повышением дебитов скважин.

В связи с этим одной из важнейших задач, стоящих перед технологической службой ОАО «ТНК-Нягань», является проблема оптимального подбора подземного оборудования, учитывающего все тонкости как геологического, так и технико-технологического характера.

Краткий обзор существующих методик подбора УЭЦН к скважине

Работы по созданию методик подбора УЭЦН к скважинам начинались практически одновременно с созданием самих электроцентробежных насосных установок.

В настоящее время во всём мире практически все пользователи УЭЦН используют для подбора установок к скважине те или иные компьютерные или ручные системы подбора.

Особым разнообразием подобных систем подбора отличается российская нефтедобывающая промышленность, в которой используются десятки методик и программ.

К основным отечественным работам по подбору УЭЦН к нефтяной скважине необходимо отнести работы П.Д. Ляпкина, методики, созданные в институтах «БашНИПИнефть» и «ТатНИПИнефть», и др. В значительной части программ используются разработки ОКБ БН, основанные на «Универсальной методике подбора УЭЦН». В её основе лежит адаптивная модель системы «пласт – УЭЦН – лифт», снабжённая аппаратом адаптации для повышения точности модели на базе нефтепромысловой информации.

К заслуживающим внимания зарубежным программным продуктам в области подбора УЭЦН можно отнести последние разработки компании «REDA» (развитие системы «CompSel»), программу компании «Centrilift» (развитие системы «Autograf»).

Произведём подбор УЭЦН к условиям двух реальных скважин с целью оптимизировать работу погружного электроцентробежного насоса. Расчёт произведём по методике, основанной на коэффициенте продуктивности, на скважине № 2037 куст 559 Талинского месторождения.

Исходные данные:

Талинское месторождение	скважина № 2037 куст 559; пласт ЮК ₁₁
Пластовое давление	$P_{пл} = 21,7$ МПа
Забойное давление	$P_{заб} = 16,0$ МПа
Буферное давление	$P_{буф} = 0,5$ МПа
Коэффициент продуктивности	$K_{пр} = 6,63$ м ³ /сут.·атм.
Обводнённость	$B = 0,92$ доли ед.
Давление насыщения	$P_{нас} = 17,5$ МПа
Плотность нефти в пластовых условиях	$\rho_{н(пл)} = 660$ кг/м ³
Плотность воды в пластовых условиях	$\rho_{в(пл)} = 1005$ кг/м ³
Объёмный коэффициент нефти	$b_n = 1,54$ доли ед.
Газовый фактор	$G_{ф} = 192$ м ³ /м ³
Расстояние до кровли пласта	$H_{кр} = 2712,9$ м
Объёмный коэффициент ГЖС	$B_{пр} = 0,5$ доли ед.
Удлинение по стволу	$L_{удл} = 2,4$ м

Согласно данным расчёта и инклинометрии рекомендуется спустить ЭЦНМ-5А-400 с напором 1550 м на глубину 2020 м с ожидаемыми параметрами работы $Q_{ж} = 394,2$ м³/сут., $Q_n = 25,7$ тонн/сут., $H_d = 883$ м. До оптимизации режима скважина № 2037 была оборудована УЭЦНМ-5А-250-790 с глубиной спуска подвески насоса 1247 м с параметрами работы $Q_{ж} = 230$ м³/сут., $Q_n = 15$ тонн/сут., $H_d = 690$ м. Расчётный прирост составил: по добыче нефти 10,7 тонн/сут., по добыче жидкости 164,2 м³/сут.

Аналогичным методом произведём подбор УЭЦН на скважине № 8974 куст 558 Талинского месторождения.

Исходные данные:

Талинское месторождение	скважина № 8974 куст 558; пласт ЮК ₁₀₋₁₁
Пластовое давление	$P_{пл} = 22,1$ МПа
Забойное давление	$P_{заб} = 16,7$ МПа
Буферное давление	$P_{буф} = 0,6$ МПа
Коэффициент продуктивности	$K_{пр} = 3,5$ м ³ /сут.·атм.
Обводнённость	$B = 0,92$ доли ед.
Давление насыщения	$P_{нас} = 17,5$ МПа
Плотность нефти в пластовых условиях	$\rho_{н(пл)} = 660$ кг/м ³
Плотность воды в пластовых условиях	$\rho_{в(пл)} = 1005$ кг/м ³
Объёмный коэффициент нефти	$b_n = 1,54$ доли ед.
Газовый фактор	$G_{ф} = 192$ м ³ /м ³
Расстояние до кровли пласта	$H_{кр} = 2813$ м
Объёмный коэффициент ГЖС	$B_{пр} = 0,5$ доли ед.
Удлинение по стволу	$L_{удл} = 12,6$ м

Согласно данным расчёта и инклинометрии рекомендуется спустить ЭЦНМ-5-200 с напором 1700 м на глубину 2234 м с ожидаемыми параметрами работы

$Q_{ж} = 197,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} = 12,9 \text{ тонн/сут.}$, $H_{\delta} = 893 \text{ м.}$ До оптимизации режима скважина № 8974 была оборудована УЭЦНМ-5-80-2000 с глубиной спуска подвески насоса 2234 м с параметрами работы $Q_{ж} = 106 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} = 6,9 \text{ тонн/сут.}$, $H_{\delta} = 442 \text{ м.}$ Расчётный прирост составил: по добыче нефти 6 тонн/сут., по добыче жидкости 91,2 м³/сут.

Анализ оптимизаций технологических режимов скважин на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁, проведённых в 2016 году

Приведённые выше расчёты оптимизации скважин были подтверждены расчётами подбора ЭЦН, применяемыми в ОАО «ТНК-Нягань», и удачно применены на практике. Погрешность расчёта ЭЦН по данной методике и расчётов, проведённых в цеху, очень мала. Подробный отчёт по оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда ОАО «ТНК-Нягань» на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁ Талинского месторождения за 2016 год показан в таблице 4.

Факторами, определяющими условия работы УЭЦН на Талинском месторождении, являются:

- забойное давление;
- давление насыщения нефти газом;
- глубина спуска погружного насоса.

Давление насыщения на Талинском месторождении в среднем составляет 17,5 МПа, и выделение газа происходит не только в интервале подвески насоса, но и вследствие оседания газовых пузырьков на погружном оборудовании и абсорбции солей на границе раздела. Наличие неоднородных каналов фильтрации (свыше 150 мДарси), в том числе с высокоскоростной фильтрацией (от 300 до 871 мДарси по объектам ЮК₁₀ и ЮК₁₁), является причиной парафинообразования – кольтирующего фактора ПЗС.

За 2016 год успешно проведено 42 оптимизации скважин – это 9,6 % от всего действующего механизированного фонда, в том числе 2 скважины были переведены с эксплуатации с ШГН на УЭЦН.

Наблюдается тенденция к увеличению количества высокопроизводительных насосов, в частности, по типоразмерам: ЭЦН-200 на 8 шт., ЭЦН-250 на 17 шт., ЭЦН-400 на 5 шт., а средняя производительность установок после оптимизации выросла на 106 м³/сут.

Дополнительная добыча нефти от оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда ОАО «ТНК-Нягань» на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁ Талинского месторождения за 2016 год составила 36,703 тыс. тонн с начала года.

Ежемесячно в 2016 году благодаря оптимизациям среднесуточный прирост составлял: по нефти 16,2 тонн/сут., по жидкости 253,2 м³/сут.

Выводы и рекомендации

Всё вышеприведённое даёт право не без основания считать, что на данном этапе использование оптимизации как средства повышения добычи нефти с минимальными затратами является целесообразным и оправданным.

Вопрос о будущем данного метода повышения добычи нефти на Талинском месторождении можно оставить открытым по нижеследующим причинам:

- важную роль в процессе дальнейшей разработки залежи играет то, какой курс выберет компания в выработке запасов в будущем («нефть любой ценой, не думая о завтрашнем дне» или «щадящий режим дренирования, увеличение финансирования на геолого-геофизические исследования и нефтеоборудование»);

- на определённом этапе разработки важную роль будет иметь дальнейшая рентабельность проекта при условии, какой курс выберет компания (оптимизация на этапе падающей добычи не даст тех эффектов, на которые рассчитывают менеджеры);

- учитывая особенности геологического строения залежи Талинского месторождения, его уникальную неоднородность и проницаемость продуктивных коллекторов, можно предположить, что оптимизацией не удастся затронуть те пропластки, которые изолированы от воздействия ППД и придётся принимать принципиально иные подходы для выработки оставшихся достаточно больших запасов нефти.

Таблица 4 – Дополнительная добыча нефти от оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда ОАО «ТНК-Нягань» на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁ Талинского месторождения за 2016 год

№№ п/п	Куст	Скважина	Базовые показатели			Показатели текущего месяца				Накопленные показатели					
			дата запуска после ТМ	дебит нефти	дебит жидкости	дни работы	дополнительная добыча нефти	дополнительная добыча жидкости	прирост нефти	прирост жидкости	дни работы	дополнительная добыча нефти	дополнительная добыча жидкости	прирост нефти	прирост жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	3405	1464	14.01.2016	5,5	158,5	23	89	1571	3,9	68	338	1454	18787	4,3	56
2	583	9123	27.12.2015	8,9	135,2	23	24	1604	1,0	70	348	673	24186	1,9	70
3	596,2	9201	16.01.2016	18,3	22,7	10	0	149	0,0	15	293	317	753	1,1	3
4	548	11533	06.01.2016	6,8	130,7	31	129	2844	4,2	92	331	1058	41050	3,2	124
5	579	11553	11.01.2016	6,5	49,6	18	0	1105	0,0	61	326	540	10937	1,7	34
6	3635	8374	09.02.2016	5,6	167,5	31	0	0	0,0	0	297	358	986	1,2	3
7	3696	8542	27.01.2016	4,4	138,0	31	176	3830	5,7	124	324	1900	35108	5,9	108
8	380	8606	09.02.2016	3,1	117,8	31	208	3965	6,7	128	317	2050	43875	6,5	138
9	379	8622	02.02.2016	4,0	122,3	26	156	2826	6,0	109	312	2192	36546	7,0	117
10	573	11315	12.02.2016	2,0	31,6	28	94	0	3,4	0	299	954	1155	3,2	4
11	3716	1772	01.03.2016	5,1	165,0	31	73	2130	2,4	69	287	648	22747	2,3	79
12	522	8737	05.03.2016	4,2	131,1	31	94	2795	3,0	90	290	1809	40935	6,2	141
13	596,2	9194	04.03.2016	9,3	10,4	31	230	280	7,4	9	289	2672	3274	9,2	11
14	5406	11525	19.03.2016	8,6	120,8	31	45	1743	1,5	56	281	851	19115	3,0	68
15	780	1322	02.04.2016	6,8	142,3	31	43	1883	1,4	61	242	317	5436	1,3	22
16	560	9002	01.04.2016	4,9	135,8	31	26	3438	0,8	111	268	790	33207	2,9	124
17	521	11247	03.04.2016	6,7	142,5	31	0	4197	0,0	135	257	419	26271	1,6	102
18	781	1327	14.05.2016	3,0	126,5	31	100	3258	3,2	105		883	23881	3,9	106
19	559	2037	06.05.2016	16,7	241,6	31	0	3259	0,0	105	230	785	23937	3,4	104
20	351	7853	06.05.2016	4,3	147,6	31	173	3281	5,6	106	229	1357	24127	5,9	105
21	549	8894	03.05.2016	5,4	132,9	31	0	2803	0,0	90	210	634	19646	3,0	94
22	521	11239	12.05.2016	2,6	144,4	31	135	2980	4,4	96	215	628	18477	2,9	86

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
23	537	11261	04.05.2016	9,8	85,1	31	48	563	1,5	18	234	2356	8052	10,1	34
24	560	8959	19.06.2016	36,1	108,6	31	0	0	0,0	0	191	1377	1594	7,2	8
25	558	8974	23.06.2016	5,5	80,9	31	79	3542	2,5	114	187	732	21278	3,9	114
26	349	7848	20.07.2016	6,1	157,2	31	74	1591	2,4	51	161	837	13226	5,2	82
27	556	8991	30.06.2016	8,0	41,7	31	0	392	0,0	13	170	676	2402	4,0	14
28	580	9067	02.07.2016	14,0	75,8	31	349	1469	11,3	47	174	1904	7842	10,9	45
29	559	10123	03.08.2016	8,6	110,6	26	0	1991	0,0	77	141	551	11348	3,9	80
30	547	11506	04.08.2016	5,4	58,0	31	189	2295	6,1	74	146	1148	9206	7,9	63
31	5426	1967	09.08.2016	3,0	100,5	31	232	1614	7,5	52	128	855	5725	6,7	45
32	579	11552	26.08.2016	8,3	220,6	31	71	4307	2,3	139	121	897	16522	7,4	137
33	3696	1698	03.09.2016	4,9	138,7	31	155	3089	5,0	100	115	554	11241	4,8	98
34	558	10142	04.09.2016	6,3	82,9	31	7	1650	0,2	53	111	56	6104	0,5	55
35	797	1491	02.09.2016	5,6	31,9	31	0	14	0,0	0	111	124	536	1,1	5
36	521	11248	02.10.2016	7,4	235,7	31	0	400	0,0	13	83	431	4972	5,2	60
37	558	11312	12.10.2016	12,6	246,8	31	138	3219	4,5	104	57	179	6137	3,1	108
38	537	8779	11.11.2016	7,7	134,8	31	0	197	0,0	6	43	58	399	1,3	9
39	543	8816	21.11.2016	5,4	144,2	31	324	3023	10,5	98	35	352	3459	10,1	99
40	570	9045	21.11.2016	4,5	28,0	31	171	1604	5,5	52	35	204	1849	5,8	53
41	354	8268	15.12.2016	9,3	149,1	9	46	388	5,1	43	9	46	388	5,1	43
42	522	8718	17.12.2016	4,2	203,2	9	77	1686	8,6	187	9	77	1686	8,6	187
	ИТОГИ					1195	3755	82975	133	2941	8469	36703	608402	195	3039

Литература:

1. Гаттенбергер К.П., Блох С.С. Геологическое строение и анализ разработки Талинского и других месторождений Красноленинского свода : Отчёт по теме 532. – М. : ВНИИнефть, 1987. – 113 с.
2. Гузеев В.В., Белеет Г.К. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Талинской площади Красноленинского месторождения : Отчёт. – Тюмень : СибНИИ НП, 1987. – 120 с.
3. Гузеев В.В. Технологическая схема разработки Талинской площади Красноленинского месторождения : Отчёт о НИР. – Тюмень : СибНИИ НП, 1990. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2001. – Т. 1. – 348 с.
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. Разработка Талинского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd69b5c43a89421306d37_0.html
13. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2017. – № 4. – С. 275–297.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Антониади Д.Г., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство, 2014. – № 9. – С. 84–86.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2017. – № 1. – С. 33–50.
16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ технологического режима эксплуатации скважин на примере Комсомольского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXXI Международной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (17 января 2018 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2018. – Ч. 1. – С. 5–13.
18. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2017. – № 2. – С. 34–61.
19. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2017. – № 2. – С. 62–81.
20. Гузеев В.В., Белеет Г.К., Адамчук Д.О. Влияние особенностей геологического строения пласта ЮК₁₀ Талинской площади на динамику обводнения скважин / Сборник: Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : СибНИИ НП, 1988. – С. 25–30.

21. Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б. Влияние фильтрационной неоднородности продуктивных пластов Талинской площади на динамику обводнения скважин / Сборник: Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : СибНИИ-ИНП, 1989. – С. 144–149.
22. Шатров Х.Г., Темнов Г.Н. Численное исследование процесса нефтеизвлечения на режимах истощения для условий обводнённых пластов ЮК_{10–11} Талинской площади // РНТС «Нефтепромысловое дело». – 1993. – № 11–12. – С. 12–20.
23. Шатров Х.Г., Усенко В.Ф. Об эффективности водогазового воздействия на обводнённые пласты ЮК_{10–11} Талинской площади // РНТС «Нефтепромысловое дело». – 1994. – № 5. – С. 17–20.
24. Обоснование и разработка технологии рациональной эксплуатации добывающих скважин АО «Красноленинскнефтегаз» в различных горно-геологических условиях : Отчёты ГАНГ имени И.М. Губкина. Научный руководитель: академик РАЕН РФ И.Т. Мищенко. – М., 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995.
25. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 36–51.
26. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>
27. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ системы ППД на Хохряковском месторождении / сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института: «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (09–10 февраля 2018 г.). Секция 3: Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 161–163.
28. Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11, e-ISSN 2456-5040, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. Gattenberger K.P., Bloch S.S. Geological structure and analysis of development of Talinskogo and other fields of the Krasnoleninsky arch: Report on a subject 532. – М. : Vniineft, 1987. – 113 p.
2. Guzeev V.V., Beleet G.K. An additional note to the technological scheme of development of Talinskaya Square of the Krasnoleninsky field : Report. – Tyumen : SibNIINP, 1987. – 120 p.
3. Guzeev V.V. Technological scheme of development of Talinskaya Square Krasnoleninskogo of the field : Report on research. – Tyumen : SibNIINP, 1990. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2001. – Т. 1. – 348 p.
5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
12. Development of the Talinsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd69b5c43a89421306d37_0.html

13. Akhriyev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. The analysis of efficiency of application of installations of electrocentrifugal pumps on the New and Pokursky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 4. – P. 275–297.
14. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Antoniadi D.G., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy, 2014. – No. 9. – C. 84–86.
15. Berezovsky D.A., Kusov G. V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 1. – P. 33–50.
16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotnoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of the technological mode of operation of wells on the example of the Komsomol field // the Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials XXXI of the International scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 17, 2018, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2018. – P.1. – P. 5–13.
18. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 2. – P. 34–61.
19. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of use of system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 2. – P. 62–81.
20. Guzeev V.V., Beleet G.K, Adamchuk D.O. Influence of features of a geological structure of YuK₁₀ layer of Talinskaya square at dynamics of flood wells / Collection: Increase in efficiency of development of oil fields of Western Siberia. – Tyumen : SibNIINP, 1988. – P. 25–30.
21. Guzeev V.V., Adamchuk D.O., Dubkov I.B. Influence of filtrational inhomogeneity of productive layers of Talinskaya square at dynamics of flood wells / Collection: Problems of geology and development of oil fields of Western Siberia. – Tyumen: SibNIINP, 1989. – P. 144–149.
22. Shatrov H.G., Temnov G.N. A numerical research of process of petroextraction on the exhaustion modes for conditions of the flooded YuK_{10–11} layers of Talinskaya Square // RNTS «Oil-field Business». – 1993. – No. 11–12. – P. 12–20.
23. Shatrov H.G., Usenko V.F. About efficiency of water gas impact on the flooded YuK_{10–11} layers of Talinskaya Square // RNTS «Oil-field Business». – 1994. – No. 5. – P. 17–20.
24. Justification and development of technology of rational operation of production wells of JSC Krasnoleninskneftegaz in various mining-and-geological conditions : Reports of GANG of I.M. Gubkin. Research supervisor: academician of the Russian Academy of Natural Sciences of the Russian Federation I.T. Mishchenko. – M., 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995.
25. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – No. 2. – P. 36–51.
26. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>
27. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of the PPD system on the Hokhryakovsky field / the collection of theses of reports of the International scientific and practical conference devoted to the 100 anniversary of the Kuban state technological university and the 25 anniversary of department of cars and the equipment of oil and gas fields of the Armavir mekhaniko-institute of technology: «Science and technologies in oil and gas business» (on February 09–10, 2018). Section 3: Management and monitoring of development of OIL AND GAS FIELDS / FGBOU WAUGH «The Kuban state technological university». – Krasnodar: FGBOU WAUGH of «KubGTU», 2018. – P. 161–163.
28. Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11, e-ISSN 2456-5040, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>