

УДК 622.276.72 + 622.276.054.22

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ И ВЫСОКОВЯЗКИХ ЭМУЛЬСИЙ НА СКВАЖИНАХ,
ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ,
НА ВОСТОЧНО-ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF WELL OPERATION EFFICIENCY IN THE CONDITIONS
OF FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS
AND HIGHLY VISCOUS EMULSIONS ON WELLS
EQUIPPED WITH SUCKER-ROD PUMPING UNITS
IN THE VOSTOCHNO-LENINOGORSKAYA AREA
OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

Очередыко Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Яковина Александр Сергеевич

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

Аннотация. Опыт механизированной эксплуатации скважин на Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промыслового оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ. Образование стойких эмульсий в скважинах в совокупности с выпадением парафина и асфальто-смолистых веществ в пласте приводит к значительному снижению добычи нефти. В статье рассмотрены причины осложнений, возникающих при эксплуатации УШГН; сделаны выводы и рекомендации, вытекающие из результатов расчетов, а также из диаграмм зависимости удельной частоты отказов штанг от различных параметров работы штанговых насосов и условий, в которых они работают; по результатам анализа предложены мероприятия по скважинам, оборудованным ШСНУ.

Ключевые слова: эксплуатационная характеристика осложненного фонда; анализ причин выхода из строя скважин; штанговые насосные установки; асфальто-смоло-парафиновые отложения; высоковязкая эмульсия; динамограммы скважин с осложненными условиями эксплуатации; совершенствование эксплуатации скважин в осложненных условиях.

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical Sciences,
Associate Professor of oil and gas
engineering department
named after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Yakovina Alexander Sergeevich

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

Annotation. The experience of mechanized operation of wells in the Vostochno-Leninogorskaya area of the Romashkinskoye field shows that for some time, estimated from 1 to 4 months, deposits of paraffin and asphalt-resinous substances are formed on the surface of the field equipment. The formation of stable emulsions in wells in combination with the loss of paraffin and asphalt-resinous substances in the reservoir leads to a significant reduction in oil production. The article discusses the causes of complications arising from the operation of sucker-rod pumping units; conclusions and recommendations were drawn from the results of calculations, as well as from diagrams of dependence of the specific frequency of failures of rods on various parameters of operation of sucker rod pumps and the conditions in which they operate; Based on the results of the analysis, measures were proposed for wells equipped with the deep well pumping units.

Keywords: operational characteristics of a complicated stock; analysis of the causes of failure of wells; pump rod installations; asphalt-resin-paraffin deposits; highly viscous emulsion; dynamograms of wells with difficult operating conditions; improvement of well operation in difficult conditions.

Восточно-Ленинградская площадь расположена в восточной части Ромашкинского месторождения. Основным эксплуатационным объектом площади являются продуктивные терригенные отложения пашийского горизонта верхнего девона (пласт D₁),

залегающие на глубине 1630–1815 м, в среднем около 1740 м. Залежь нефти многопластовая, сводовая, с гранулярным типом пористости коллекторов, углы падения не превышают 2°.

Общая характеристика продуктивного горизонта D₁ показана в таблице 1.

Таблица 1 – Общая характеристика продуктивного горизонта D₁ Восточно-Лениногорской площади

Глубина залегания, м	1740
Тип залежи	пластовая, сводовая
Площадь, км ²	124,0
Тип коллектора	гранулярный, терригенный
Средняя эффективная толщина, м	26,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,94
Начальное положение водонефтяного контакта абсолютная отметка, м	-1485,0

В эксплуатационном объекте выделено 8 пластов, которые индексируются сверху вниз: а, б₁, б₂, б₃, в, г₁, г₂₊₃ и д. Абсолютная отметка ВНК меняется от минус 1458,0 до минус 1494,9 м и в среднем составляет минус 1489,2 м. Всего по площади пласты с подошвенной водой вскрыты в 398 скважинах: наибольшее их количество – 170 в пласте г₂₊₃, затем 162 – пласты г₁, в и д по 27 скважин, б₃ – 12 скважин.

Характеризуя в целом строение эксплуатационного объекта, можно отметить, что геологическая модель площади отличается значительной неоднородностью строения слагающих их коллекторов, различием коллекторских свойств выделяемых групп и характерной для пластов верхнепашийской пачки ограниченностью площадного распространения продуктивных отложений. Несомненно, что все это являлось в целом осложняющим фактором на протяжении всего периода разработки площади.

Эксплуатационная характеристика осложненного фонда.

Анализ причин выхода из строя скважин, оборудованных ШСНУ

Проведенный анализ причины низкой эффективности эксплуатации ШСНУ в процессах откачки жидкости с твердыми фракциями, песком и бурового раствора на скважинах Восточно-Лениногорской площади показывает актуальность применения дополнительного оборудования.

К проблемам эксплуатации скважин штанговыми установками, в продукции которых находятся твердые осадки, песок и буровой раствор, относят:

- забивание приемной и нагнетательной ступеней штанговой установки фильтратом бурового раствора в процессе освоения после бурения;
- возникновение повышенных сил трения между плунжером и цилиндром при попадании в зазор песка, вследствие чего – частичное снижение интервала движения плунжера, износ контактирующих поверхностей оборудования и повышенные утечки жидкости;
- оседание всего объема твердых осадков и песка на плунжер насоса во время остановок скважин, что приводит к частичному или полному клину плунжера в цилиндре насоса и прихвату штанг в трубах;
- необходимость использования штанговых протекторов и штанговращателей, которые не гарантируют полную ликвидацию вышеперечисленных проблем;
- повышенное изгибающее напряжение на резьбовые соединения штанговых муфт, вызванное кривизной ствола скважины, что значительно снижает прочность соединительных муфт и приводит к обрыву колонны насосных штанг.

В таблице 2 представлено количество подземных ремонтов скважин по причине отказов ШСНУ.

Таблица 2 – Количество ПРС по причине отказов ШСНУ

№№ n/n	Причины выхода из строя ШСНУ	Количество
1	Забита система клапанов ШСН	6
2	Заклинивание плунжера ШСН	23
3	Засорение клапанов	3
4	Износ оборудования	23
5	Коррозионное отверстие в НКТ	5
6	Наличие водонефтяной эмульсии	13
7	Наличие вязкой нефти	1
8	Негерметичность НКТ	27
9	Негерметичность клапанов	45
10	Негерметичность эксплуатационной колонны	1
11	Обрыв НКТ	4
12	Обрыв штанг	114
13	Отворот НКТ	1
14	Отворот штанг	38
15	Отложение АСПО	35
16	Отсутствие подачи	3
17	Прочие отложения на приеме насоса	13
18	Срыв насоса из замковой опоры	6
19	Трещина в теле НКТ	6
20	Прочие причины	10
	Всего	377

Как видно из таблицы 2, основными причинами отказов работы ШСНУ являются: обрыв штанг – 114 ремонтов за 2013–2017 гг., негерметичность клапанов – 45 ремонтов, отворот штанг – 38 ремонтов, отложения АСПО – 35 ремонтов.

1. *Обрыв штанг* – разрушение колонны штанг происходит, либо при разрыве тела штанги, либо при разрушении резьбовых соединений.

Обрывы штанг происходят вследствие усталости металла, в результате переменных нагрузок, концентраций напряжений, коррозионности среды. Усталостное разрушение штанг обычно начинается с поверхности образованием микротрещины. Поверхность излома имеет характерный вид: она состоит из двух зон – мелкозернистой и крупнозернистой. Усталостное разрушение штанг ускоряется переменными нагрузками, концентрацией напряжений и воздействием коррозионной среды, поэтому выбор допускаемых напряжений для штанг представляет собой важную задачу.

На возникновение обрывов штанг влияют отложения АСПО на стенках НКТ, неправильная подгонка подвески.

2. *Утечки в НКТ* – пропуски по телу труб, по резьбовым соединениям.

Возникают при коррозионном разрушении стенок НКТ, некачественном заворачивании труб при ремонте скважин.

На возникновение утечек на стенках НКТ влияют воздействие коррозионных сред, повышенное напряжение в резьбовых соединениях из-за нарушения их геометрических параметров.

3. *Засорение и заклинивание плунжера* – отложение в цилиндре насоса АСПО, песка, механических примесей и других твердых предметов.

Возникает вследствие выпадения из продукции скважин АСПО, высокого проявления песка в скважине и т.д.

4. *Износ плунжера* – увеличение зазора между цилиндром и плунжером.

Возникает вследствие длительного цикла эксплуатации штангового насоса.

Проведенный анализ показывает, что основная доля отказов приходится на насосы и штанги, очевидно, что для заметного повышения наработки на отказ УШГН в целом, именно этим звеньям должно быть уделено особое внимание.

Что касается штанговых колонн, то здесь два основных направления снижения отказов: своевременная замена отработавших установленный ресурс (свыше 26 млн циклов) и использование штанг с прочностными характеристиками, соответствующими фактическим нагрузкам, при которых надежно работают штанговые колонны. При правильном выборе группы прочности и компоновки колонны наработка на отказ может быть увеличена примерно в 2,0–2,5 раза. Проблема повышения наработки на отказ штанговых насосов сложнее и связана с конструкцией насоса. Опыт работы с серийными насосами показывает, что основными причинами выхода их из строя являются частые отказы уплотнительных узлов пары «плунжер – цилиндр» и клапанной пары.

Анализ эффективности и обобщение результатов применяемых на промышленном объекте методов и средств борьбы с АСПО и высоковязкой эмульсией

В последние годы в осложненных условиях эксплуатации скважин вследствие увеличения количества ремонтов широкое развитие получили работы по применению дополнительного оборудования для скважин, оборудованных ШСНУ. В зависимости от видов осложнений существуют различные типы дополнительного оборудования.

Глубинный дозатор предназначен для равномерной подачи химических реагентов (ингибиторов, коррозии, парафиноотложения, солеотложения, деэмульгаторов) на прием глубинного насоса в течение длительного времени. Химический реагент располагается в колонне НКТ ниже дозатора.

Скребок-центратор предназначен для очистки от парафина обсадных труб и самих насосных штанг. Труба очищается дважды за один проход штанги и не требует промывки скважины горячей нефтью или химико-термической обработки. Высокая эффективность очистки от парафина металлических поверхностей достигается при определенном и строго поступательном угле наклона режущих кромок скребка, при его возвратно-поступательном и вращательном движении. Косые пазы, выполненные по периметру рабочей поверхности скребка, обеспечивают хороший приток жидкости. Скребок-центратор имеет двойной эффект, так как при работе дополнительно центрирует внутренние стенки систем труб, штанг и соединительных муфт, предохраняя их от преждевременного износа.

Скребки-центраторы в зависимости от размеров труб и штанг могут быть нескольких типоразмеров:

- наружного диаметра 56 мм;
- внутреннего диаметра 20, 23, 26 мм.

Штанговращатель предназначен для периодического поворота штанг в штанго-насосной арматуре во время их возвратно-поступательного движения, обеспечивающего очистку НКТ (насосно-компрессорной трубы) от парафина скребками, расположенными на штангах.

Действие штанговращателя осуществляется за счет возвратно-поступательного движения канатной подвески при соединении рычага штанговращателя канатом (диаметром 6–8 мм) с рамой станка-качалки. Техническая характеристика штанговращателя типа ШВЛ-10:

- грузоподъемность – 100 кН;
- диаметр закрепляемого штока – 31 мм;
- угол поворота за одно качание – $1^{\circ}10'$;
- рабочее число оборотов при 6 качаниях в минуту – 0,022;
- габаритные размеры:
 - длина – 378 мм;
 - ширина – 279 мм;
 - высота – 423 мм;
- масса – 30 кг.

Для надежной работы штанговращателя необходимо при монтаже обеспечить такое натяжение каната, соединяющего рычаг штанговращателя с рамой станка-

качалки, чтобы за один ход устьевого штока храповое колесо штанговращателя поворачивалось на один зуб; храповик, червячную пару и упорный подшипник в процессе эксплуатации необходимо периодически смазывать (раз в 10 дней) рекомендуемой в инструкции по эксплуатации смазкой.

Для контроля работы подземного оборудования ШСНУ оборудуются средствами наземного контроля оборудования (динамографы, датчики давления и т.д.).

В таблице 3 приведены виды дополнительного оборудования, применяемые на скважинах Восточно-Ленинградской площади для борьбы с АСПО и высоковязкой эмульсией.

Таблица 3 – Эффективность применения дополнительного оборудования

Вид дополнительного оборудования	Количество скважин	Увеличение МРП за 2015 год, сут	Дополнительная добыча за 2015 год, тыс. тонн	Количество скважин	Увеличение МРП за 2016 год, сут.	Дополнительная добыча за 2016 год, тыс. тонн	Количество скважин	Увеличение МРП за 2017 год, сут.	Дополнительная добыча за 2017 год, тыс. тонн
Глубинные дозаторы	6	120	5	8	135	12	10	147	15
Скребки-центраторы	210	150	20	212	180	27	219	210	33
Штанговращатели	210	180	25	212	190	23	219	230	30
Наземное оборудование	5	110	12	10	130	15	30	140	18
Нагнетатели жидкости	3	120	15	5	180	25	10	210	35
Входные устройства	4	180	17	7	230	30	10	270	39
Газосепараторы	3	170	9	5	210	15	8	250	26

На рисунках 1 и 2 показана эффективность применения дополнительного оборудования на скважинах Восточно-Ленинградской площади. Весь фонд ШСНУ оборудован штанговращателями и скребками, но современные условия разработки Восточно-Ленинградской площади показывают недостаточную эффективность этого оборудования и требуют применения комплекса оборудования для бесперебойной эксплуатации ШСНУ.

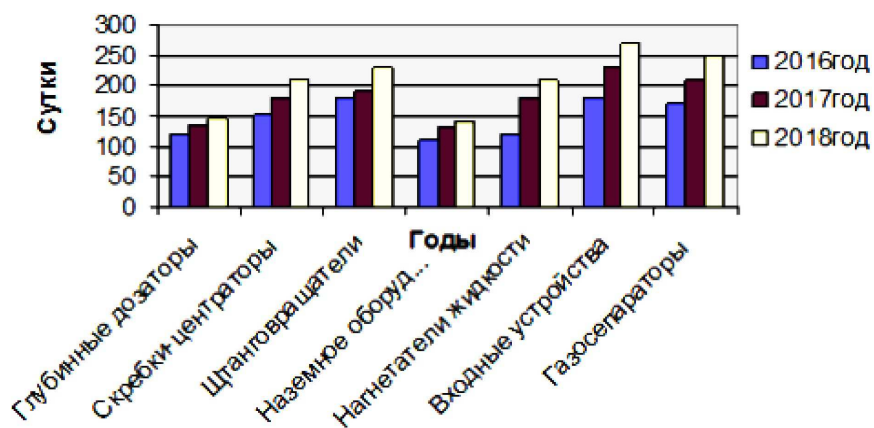


Рисунок 1 – Изменение МРП после применения дополнительного оборудования

По вышерассмотренным оборудованьям скважин Восточно-Ленинградской площади получен положительный промышленный эффект, выразившийся в повышении производительности ШСНУ и увеличении межремонтного периода работы штангового оборудования.

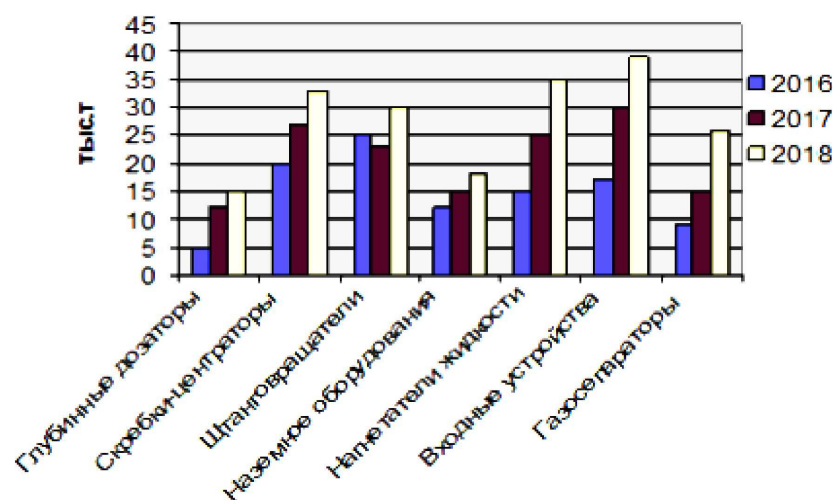


Рисунок 2 – Дополнительная добыча после применения дополнительного оборудования

В современных условиях дальнейшая эксплуатация ШГН без применения дополнительного оборудования не представляется возможным. Осложнения, возникающие на фонде скважин Восточно-Ленинградской площади, заставляют применять все новые виды дополнительного оборудования с целью бесперебойной эксплуатации ШГН.

Работа установок скважинных штанговых насосов на Восточно-Ленинградской площади осложняется рядом факторов, зависящих как от горно-геологических условий месторождения, так и условий, возникающих в процессе разработки месторождения:

1. Одним из таких факторов является проблема АСПО, которая существует при эксплуатации терригенных отложений верхнего девона. Пластовая температура для девонских отложений Восточно-Ленинградской площади колеблется в пределах от 29 до 34 °С. Глубине начала отложений парафина на поздней стадии разработки соответствует диапазон температуры 26–30 °С и давления 6–9 МПа. Увеличение обводненности добываемой продукции обуславливает повышение содержания смол и асфальтенов в составе отложений, при этом происходит ослабление эффекта срыва отложений со стенок НКТ потоком продукции, и, в конечном счете, обостряется проблема парафинизации. При пониженных забойных давлениях отмечается появление АСПО не только в НКТ, но и в насосном оборудовании.

Наиболее часто АСПО образуются в скважинах, имеющих дебиты менее 20 м³/сут. Причем среди осложненных преобладают скважины, имеющие дебит по жидкости до 5 м³/сут.

К мерам по предотвращению образования АСПО в скважинном оборудовании относятся:

- подбор и установление режима откачки, обеспечивающего оптимальную степень дисперсности водонефтяного потока;
- применение скважинных насосов с увеличенным проходным сечением клапанов;
- снижение динамического уровня в скважине (при этом уменьшается отвод тепла от НКТ, поскольку теплопроводность газа в затрубном пространстве намного ниже, чем жидкости);
- увеличение глубины погружения насоса (увеличивает температуру на приеме насоса);
- применение дозируемой подачи на прием скважинного насоса химических реагентов, подбираемых с учетом состава АСПО, свойств продукции и режимов эксплуатации скважины.

2. В скважинах с высоковязкой продукцией при работе насосной установки на штанги действует дополнительно гидродинамическая нагрузка, величину которой необходимо учитывать при определении величин максимальной и минимальной нагрузок в точке подвеса штанг путем прибавления к величине максимальной нагрузки при расчетах.

Как видно из анализа применения дополнительного оборудования для борьбы с АСПО, происходит значительное увеличение межремонтного периода и снижаются затраты на ПРС при неизменной добыче. Осложненный фонд на 100 % защищен различ-

ными средствами борьбы с АСПО. На промыслах ведется строгий контроль за работой скважин осложненного фонда. Своевременно выполняется динамограмма глубинно-насосного оборудования и по ней судят об исправностях и неполадках в работе глубинно-насосного оборудования.

Для защиты подземного оборудования от АСПО на скважинах, оборудованных скребками-центраторами, необходимо установить длину хода полированного штока не менее 1,6 м, при этом число качаний головки балансира уменьшится, что приведет к меньшему износу глубинно-насосного оборудования.

Контроль за работой скважин, осложненных формированием АСПО и эмульсией (примеры динамограмм скважин с осложненными условиями эксплуатации)

Работы по диагностированию скважин, оборудованных установками штанговыми глубинными насосами, могут быть как плановые (с целью уточнения режима работы), так и внеплановые, в тех случаях, когда наблюдается:

- существенное снижение производительности работающей установки или ее полное отсутствие;
- значительный разброс замеров дебитов, получаемых в короткий временной промежуток.

Основной задачей диагностирования является оперативное и точное выявление возможных причин неоптимальной работы системы «скважина – ГНО». Диагностирование проводится на основе интерпретации результатов комплексного исследования, включающего замер дебита, снятие гидродинамических параметров пласта скважины и рабочих характеристик ГНО с обязательным условием согласованности их значений по времени.

Диагностирование, как один из видов промысловых исследований, включает в себя полевые и камеральные работы:

- полевые работы проводятся специально подготовленными работниками;
- камеральные работы проводятся по результатам полевых исследований, анализа текущей эксплуатации скважины, проведенных ремонтов и других архивных данных инженером-технологом ЦДНГ.

До начала работ на скважине работники, занимающиеся диагностированием, должны знать:

- время и предварительную причину простоя (остановки) скважины;
- последние достоверные данные – динамического ($H_{дин}$) и статического ($H_{ст}$) уровней, соответствующее этим значениям давление в затрубном пространстве ($P_{затр}$), линейное давление ($P_{буф}$), обводненность, наличие обратного клапана;
- динамику изменения дебита по ГЗУ или другому замерному устройству в течение последней недели работы скважины;
- дату и причину проведения последнего ремонта;
- осложняющие факторы (АСПО, ВНЭ, соли и т.д.);
- состояние и протяженность выкидного нефтепровода;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны (наличие «летучки») и наружный – НКТ;
- типоразмеры и глубины спуска ГНО (НКТ, штанги, ГН и др.);
- тип и рабочие параметры привода УШГН (число качаний и длина хода полированного штока).

Данные представляются инженером-технологом.

Порядок проведения работ по диагностированию скважины

Последовательность выполнения полевых работ представлена на рисунке 3.

Полевые работы делятся на две основные части:

- 1) проверку состояния схемы обвязки и средств контроля за работой скважины;
- 2) проверку исправности глубинно-насосного и верхнего оборудования и соответствие параметров их работоспособности добывным возможностям пласта.

Первый этап

Перед запуском установки группа по диагностированию обязана убедиться в отсутствии повреждений и исправности оборудования – ГЗУ или другого замерного уст-

ройства, станции управления, наземной части кабеля, запорной арматуры, манометров, пробоотборника, аппаратно-программного комплекса диагностики скважин, средств индивидуальной защиты.

Определить тип станка-качалки и номер технологического отверстия кривошипа (нумерация отверстий ведется от вала редуктора) для установления истинной длины хода полированного штока.

В случае комбинированной конструкции станка-качалки длина хода полированного штока определяется следующим образом. В нижнем положении головки балансира мелом нанести метку на полированный шток на уровне крышки верхнего сальника СУСГ. Остановить станок-качалку в верхнем положении головки балансира. Мелом нанести метку на полированный шток на уровне крышки верхнего сальника СУСГ. Замерить с помощью рулетки длину полированного штока между двумя метками. При большой длине хода полированного штока (свыше 2,5 метров) необходимо на полированный шток наносить три метки – верхняя, промежуточная и нижняя, а замер длины полированного штока производить интервалами.

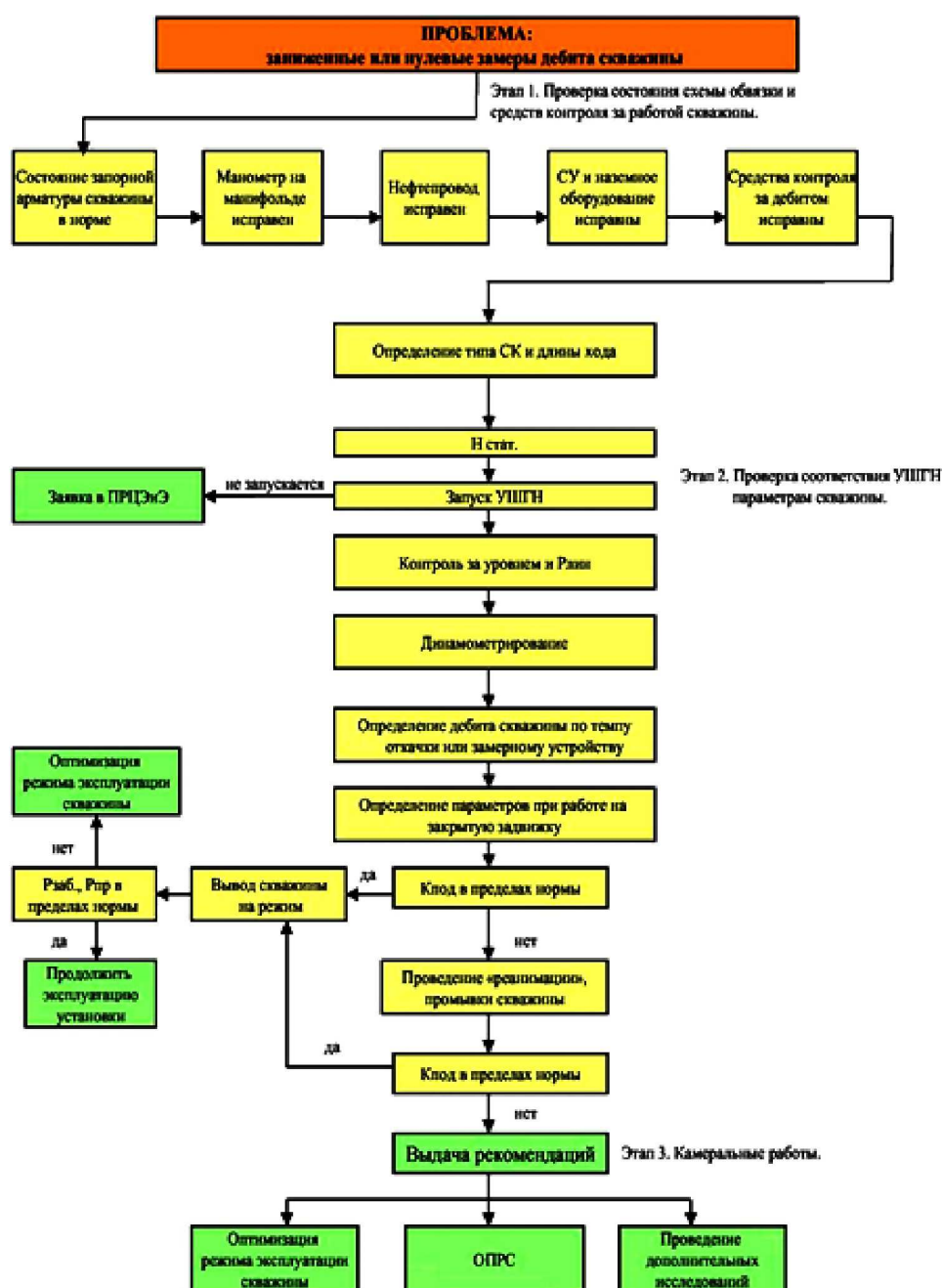


Рисунок 3 – Последовательность выполнения полевых работ

Второй этап

Перед запуском установки необходимо измерить статический уровень. В случае невозможности ее запуска работы на скважине прекращаются, а информация передается диспетчеру ЦДНГ. Если после запуска наблюдается значительное увеличение линейного давления при открытой линейной задвижке, то это указывает на неисправность нефтепровода или его обвязки (замерзание, запарафинивание, закрыта задвижка на ГЗУ, неисправность запорной арматуры и т.д.). Дальнейшие исследования проводятся после устранения неисправности.

После запуска установки необходимо с помощью эхолота контролировать снижение динамического уровня, следить за состоянием сальникового уплотнения и одновременно за величиной $P_{лин}$. Отбивку уровней производить в зависимости от темпа откачки с интервалом не реже, чем через 10 мин.

Произвести снятие динамограммы и при возможности выполнить тестирование клапанов глубинного насоса (для определения величины утечек). Процесс регистрации необходимо производить не менее двух-трех раз через некоторый временной интервал между отбивками $H_{дин}$ до получения двух идентичных по форме динамограмм.

Дальнейшая проверка степени работоспособности установки определяется после вызова подачи путем прослеживания изменения давления на линии ($P_{лин}$) при работе насоса на закрытую задвижку на давление, превышающее рабочее давление в выкидном трубопроводе на 15–20 атм. (но не свыше 40 атм.):

$$P_{опр} = P_{лин} + 15 \div 20 ,$$

где $P_{опр}$ – давление опрессовки, атм.; $P_{лин}$ – давление в линии, атм.

Если падение $P_{лин}$ обусловлено негерметичностью запорных задвижек (затрубной или линейной), то перед проведением работ по опрессовке проводится проверка их исправности путем стравливания $P_{лин}$ до атмосферного через пробоотборный кран. В случае «пропуска задвижек» дальнейшие исследования проводятся без учета результатов опрессовки.

Контроль за темпом роста давления осуществляется одним оператором группы диагностирования по секундомеру (часам). Второй работник в это время должен находиться около СУ для одновременной записи и отключения установки. После отключения установки, не открывая линейной задвижки, продолжить наблюдение за темпом падения $P_{лин}$ в течение 5–10 мин.

По результатам опрессовки определяется темп увеличения давления $T_{ув}$ и темп падения давления $T_{пад}$, а также коэффициент герметичности, характеризующий величину утечек в ГНО, по формуле:

$$K_{гер} = \frac{T_{ув}}{T_{ув} + T_{пад}} ,$$

где $K_{гер}$ – коэффициент герметичности, характеризующий величину утечек в ГНО; $T_{ув}$, $T_{пад}$ – величины темпа увеличения и падения давлений, атм./мин., которые определяются по формулам:

$$T_{ув} = \frac{\Delta P_{ув}}{\Delta t_{ув}} ; T_{пад} = \frac{\Delta P_{пад}}{\Delta t_{пад}} ,$$

где $\Delta P_{ув}$ – разница между величиной $P_{опр}$ и $P_{лин}$ при работе СК, атм.; $\Delta P_{пад}$ – разница между величиной $P_{опр}$ и $P_{лин}$ при остановленном СК, атм.; $t_{ув}$, $t_{пад}$ – время замера темпа увеличения и падения давлений, мин.

Для вышеприведенного случая имеем:

$$T_{ув} = \frac{25 - 10}{10} = 1,5 \text{ атм./мин.}; T_{пад} = \frac{25 - 20}{5} = 1 \text{ атм./мин.}; K_{гер} = \frac{1,5}{1,5 + 1} = 0,6 .$$

Значение данного коэффициента герметичности $K_{гер}$ характеризует общую величину утечек в ГНО (в НКТ и насосе), поэтому его необходимо учитывать при определении дебита по динамограмме.

Необходимо отметить, что точность замера зависит от продолжительности проведения опрессовки (чем больше время замера, тем точнее результат).

Основным параметром для диагностирования скважин является дебит, который определяется по замерному устройству (стационарному, передвижному) или расчетными методами (по динамограмме), а также по темпу откачки и восстановления уровня.

Значения $S_{кол}$ в зависимости от диаметра НКТ и эксплуатационной колонны приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Площадь кольцевого затрубного пространства скважины

Условный диаметр ЭК, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, м	Площадь кольцевого затрубного пространства в зависимости от диаметра НКТ (мм), м ²		
			60	73	89
114	6,4	0,1012	0,0052	0,0039	0,0019
	7,4	0,0992	0,0049	0,0036	0,0016
	8,6	0,0968	0,0045	0,0032	0,0012
	10,2	0,0936	0,0041	0,0027	0,0007
146	6,5	0,1330	0,0111	0,0097	0,0077
	7,0	0,1320	0,0108	0,0095	0,0075
	7,7	0,1306	0,0106	0,0092	0,0072
	8,5	0,1290	0,0102	0,0089	0,0069
168	7,3	0,1534	0,0157	0,0144	0,0123
	8,0	0,1520	0,0154	0,0120	0,0120
	8,9	0,1502	0,0149	0,0136	0,0116
	10,6	0,1468	0,0100	0,0128	0,0108

Диаметр НКТ равен 73 мм (2,5"), эксплуатационной колонны – 146 мм (5"), толщина стенки – 7 мм. За 30 минут после запуска установки уровень в «затрубье» понизился на 15 м при постоянном $P_{загр}$.

Расчетный дебит по темпу откачки составит:

$$Q_{расч} = \frac{24 \cdot 0,0095 \cdot 15}{0,5} = 6,84 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Данный метод является приближенным, т.к. не учитывает ряд факторов (приток жидкости из пласта, наличие отложений на внутренней части эксплуатационной колонны и т.д.), и поэтому может быть использован только для предварительных расчетов.

При необходимости по темпу откачки можно рассчитать время отбивки контрольного динамического уровня.

После выполнения комплекса работ по диагностике оператор технической группы принимает решение об остановке или продолжении эксплуатации скважины.

Скважина оставляется в работе в случаях, если дальнейшая эксплуатация установки не приведет к «срыву подачи» из-за снижения $H_{дин}$ до приема насоса, а также осложнениям или авариям, в т.ч. из-за износа сальникового уплотнения (перегрев).

При отсутствии опрессовки на закрытую задвижку, а также при значительном темпе падения давления (на 3 и более атмосферы в минуту) скважина останавливается. В этом случае для возможности повторного исследования статического уровня закрывается задвижка (центральная или линейная). В условленном месте (арматура, СУ) для оператора-обходчика оставляется записка с указанием причины и даты остановки скважины. Вся информация передается диспетчеру нефтепромысла.

В процессе выполнения полевых работ вся информация записывается в рабочий журнал оператора.

Решение о дальнейшем исследовании, «реанимировании» скважины или проведении ПРС принимается инженером-технологом по результатам интерпретации проведенных исследований и расчета дебита по динамограмме.

Заключение о работе установки должно архивироваться в используемых программных комплексах «МИКОН» и «АРМИТС» (блок – «Исследования техн. группы»).

Для установок ШГН с высокой посадкой плунжера характерно наличие резкого броска нагрузки в большую сторону в правом верхнем углу динамограммы, что видно на рисунке 4.

При низкой посадке плунжера (рис. 5) в левом нижнем углу динамограммы возникает резкий выброс нагрузки вниз. При ударах плунжера при ходе вниз, в зависимости от скорости посадки плунжера на преграду, ее жесткости и расстояния от преграды до истинного крайнего положения, снижение нагрузки и последующий набор этой нагрузки на динамограмме записываются несколько по-разному.

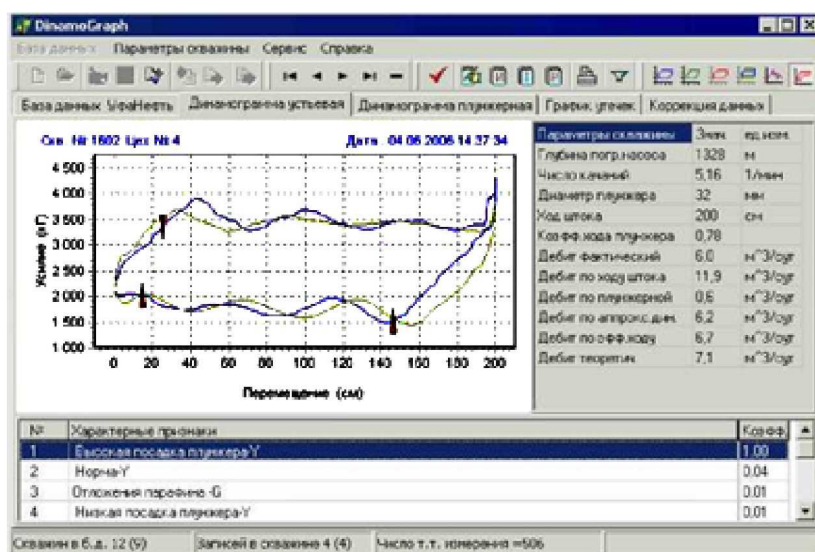


Рисунок 4 – Динамограмма скважины № 1602 (высокая посадка плунжера)

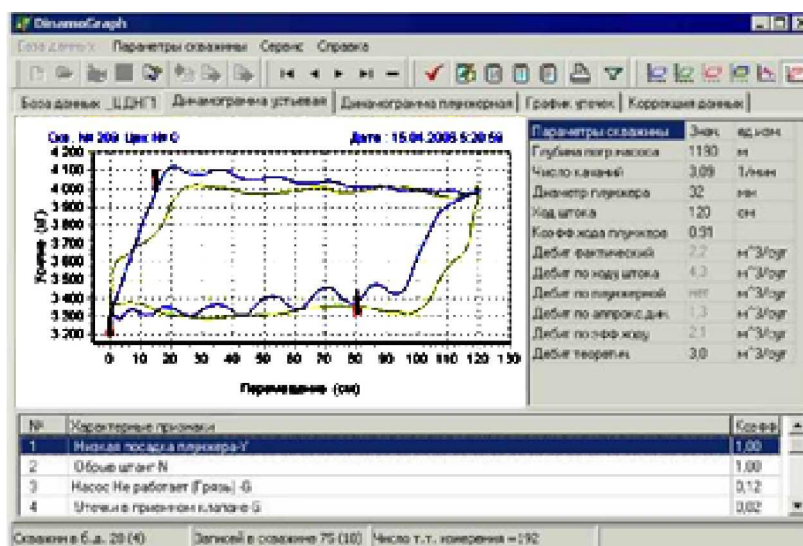


Рисунок 5 – Динамограмма скважины № 209 (низкая посадка плунжера)

Если удар не резкий и нагрузка снижается плавно, то имеет место заедание плунжера в конце хода, что приводит к появлению в левом нижнем углу динамограммы характерной петли (рис. 6). Линия восприятия нагрузки отодвигается вправо от своего нормального положения. При резких снятиях нагрузки петля может иметь несколько перехлестов. Петля удара всегда располагается ниже линии статического веса штанг. При ударах плунжера полезная длина его хода уменьшается на длину горизонтальной проекции петли.

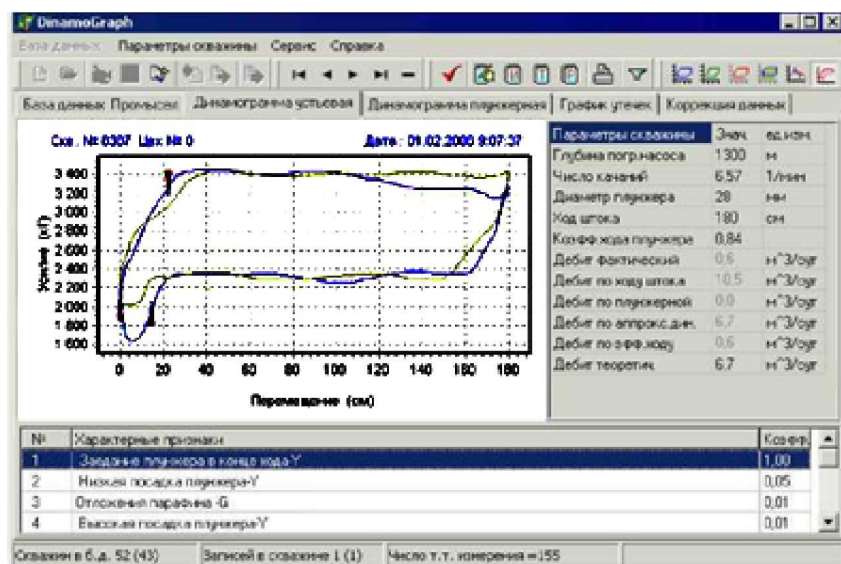


Рисунок 6 – Динамограмма скважины № 8387 (заедание плунжера в конце хода)

На рисунке 7 изображен так называемый «пистолет», соответствующий откачке жидкости с пластовым газом. Для «пистолета» характерно, что линия снятия нагрузки представляет собой кривую с некоторой кривизной, выпуклость которой обращена вверх и влево; процесс снятия нагрузки протекает медленно, и открытие нагнетательного клапана происходит позже, чем при нормальной работе насоса; левый нижний и правый верхний углы динамограммы острые; в случае значительного содержания газа в смеси процесс восприятия изображается линией, несколько отклоняющейся вправо от теоретической; линии снятия и восприятия нагрузки параллельны.

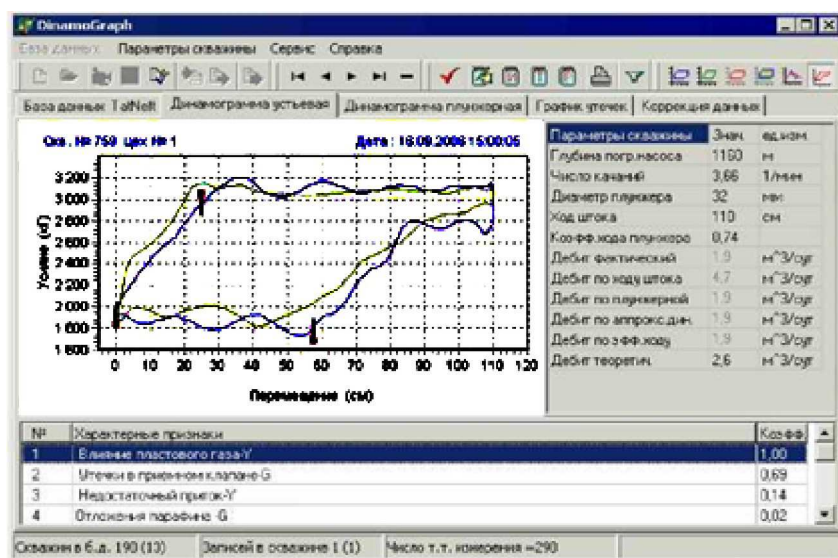


Рисунок 7 – Динамограмма скважины № 759 (влияние пластового газа)

При более сильном влиянии газа наблюдается периодический срыв подачи, что можно увидеть на динамограмме скважины № 8378 (рис. 8). В этом случае эффективный ход плунжера практически отсутствует или несоизмеримо мал по сравнению с длиной хода штока, что значительно уменьшает количество добываемой жидкости.

При утечках жидкости в нагнетательной части насоса динамограмма приобретает характерные признаки: процесс восприятия нагрузки изображается линией, имеющей меньший угол наклона к горизонтали, чем линия восприятия нагрузки при нормальной работе насоса; правый верхний угол закруглен; линия снятия нагрузки идет более круто, и угол, образуемый ею и нулевой линией, имеет больший наклон (рис. 9).

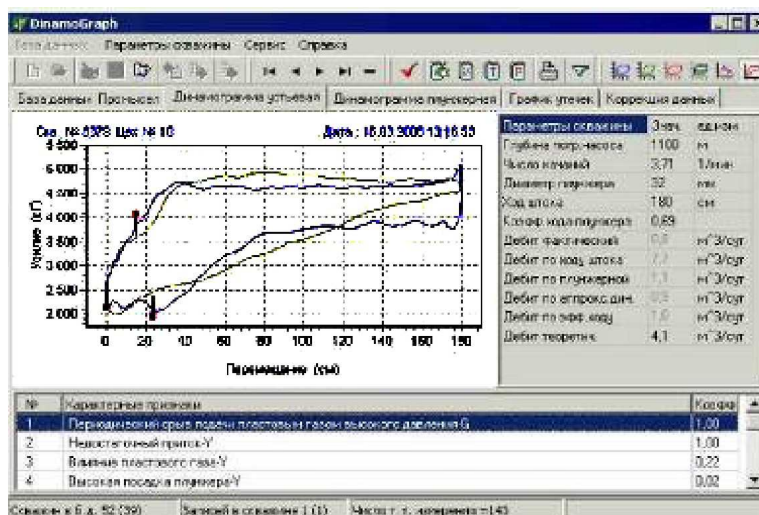


Рисунок 8 – Динамограмма скважины № 8378 (периодический срыв подачи пластовым газом высокого давления)

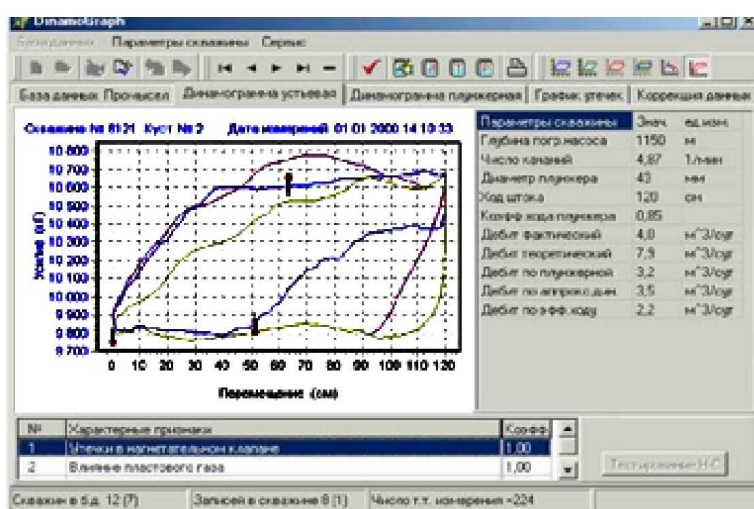


Рисунок 9 – Динамограмма скважины № 8121 (утечки в нагнетательном клапане и влияние пластового газа)

На Восточно-Ленинградской площади нередко встречаются скважины с большим количеством парафина, динамограммы которых имеют «яйцеобразную» форму (рис. 10).

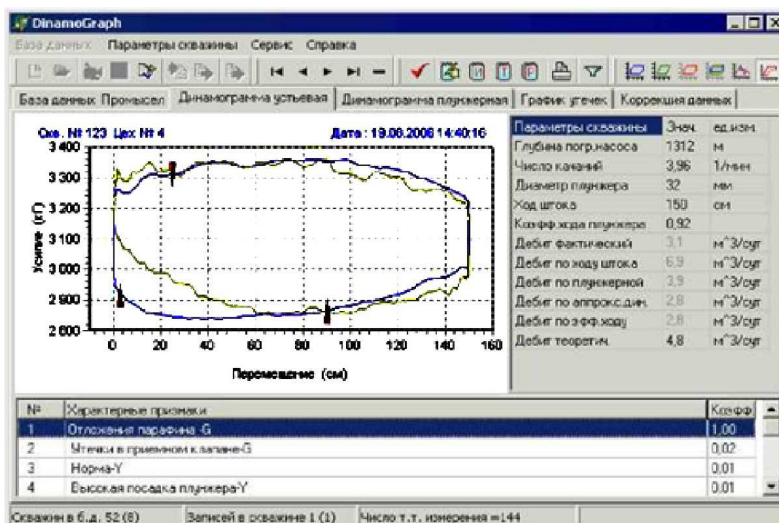


Рисунок 10 – Динамограмма скважины № 123 (отложения парафина)

Перспективные направления совершенствования эксплуатации скважин в осложненных условиях

В ПАО «Татнефть» разработаны рекомендации технологическим службам НГДУ при работе с осложненным АСПО фондом, которые перечислены ниже:

1. При разработке ежегодных мероприятий по борьбе с АСПО в скважинном оборудовании предусматривать меры по предотвращению формирования АСПО на приеме насоса, эксплуатационной колонне и в призабойной зоне скважин.

2. При вводе новых скважин из бурения или длительного бездействия (девон), а также очередном выходе скважин осложненного фонда с УШГН в ремонт предусматривать внедрение штанг со скребками-центраторами до насоса.

3. Организовать контроль за состоянием скребков-центраторов, не допускать применение штанг с изношенными (диаметром менее 54 мм) или незакрепленными скребками-центраторами.

4. Внедрение на скважинах вставных насосов с типоразмером 150-RHAM (H-38) и 175-RHAM (H-44), а также трубных насосов с диаметром плунжера 57 мм и более осуществлять на штангах с увеличенным диаметром скребков-центраторов (диаметром не менее 58 мм).

5. Проводить расследование всех случаев запарафинивания подземного оборудования независимо от отработанного времени скважины с выявлением причины отказа (техническая, технологическая или организационная). В актах расследований предусмотреть обязательное внесение информации по осложнениям, связанным с подъемом ГНО (наличие циркуляции, нагрузка на талевый блок по МС-130, продолжительность подъема, качественный состав АСПВ, профиль отложений, состояние скребков на штангах и т.д.).

6. Своевременно вносить в акты на сдачу скважины из ПРС и КИС «АРМИТС» достоверную информацию по типу скребков-центраторов, глубине их спуска и интервалу отложения АСПО независимо от причины ремонта скважины.

7. Не допускать эксплуатацию скважин осложненного фонда с недостаточной для эффективного удаления АСПО длиной хода полированного штока.

8. Организовать контроль за исправной работой штанговращателей.

9. С целью повышения эффективности нефтестиллятных промывок использовать теплообменные аппараты для проведения тепловых обработок скважин.

Выводы и рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин

1. Изучение фонда скважин Восточно-Ленинградской площади показало, что из 383 скважин 219 эксплуатируются ШГН.

2. Проведен анализ основных факторов выхода из строя штанговых насосных установок скважин Восточно-Ленинградской площади. На 35 % фонда ШГН причинами отказов являются засорение или заклинивание плунжера 19 % обрыв муфт и штанг, 18 % износ плунжера, а остальное отказ устьевого оборудования и утечки в НКТ.

3. Увеличение производительности ШСНУ может быть достигнуто с помощью насосов с правильной подгонкой длины хода, числа качаний, подбор колонны штанг, диаметра насоса.

4. Разработать мероприятия по выбору оптимального варианта технологических рабочих параметров скважин (глубины подвески насоса, его диаметра, диаметра штанговой колонны, длины хода точки ее подвеса, а также числа качаний балансира СК), при которых подача установки, оборудованной двухплунжерными насосами, будет наибольшей.

5. Изучить эффективность применения дополнительного оборудования при эксплуатации ШСНУ на фонде скважин Восточно-Ленинградской площади.

Заключение

При работе штанговых насосных установок на скважинах Восточно-Ленинградской площади, часто встречаются особые условия, осложняющие работу этих установок. К ним следует отнести: эмульсия, большое содержание песка в откачиваемой

жидкости; отложение парафина в НКТ и на насосных штангах и минеральных солей в узлах насоса и в НКТ, сильное искривление скважин; высокопарафинистые высоковязкие нефти.

Мероприятия по борьбе с осложнениями на фонде скважин Восточно-Ленинградской площади – отложениями солей, АСПО и эмульсеобразованием – с каждым годом становятся все более дорогостоящими ввиду роста цен на химические реагенты. Применение дополнительного оборудования позволяет значительно снизить расход химических реагентов, а в некоторых случаях – и полностью отказаться от химической обработки.

Поздняя стадия разработки, на которой находится в настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений, в силу ряда известных причин способствует росту доли осложнений, связанных с эмульсеобразованием, АСПО и отложениями неорганических солей, имеющих место по всей технологической цепочке добычи, транспорта и подготовки нефти и газа.

Литература:

1. Хусаинов Р.В. Отчет геологического отдела НГДУ «Азнакаевскнефть» по Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения. – Азнакаево 2013. – 202 с.
2. Технологический режим работы скважин Восточно-Ленинградской площади за 2017 год.
3. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
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, 2011. – Т. 1–2.
5. 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 «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000 – 653 с.
11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
12. Анализ эффективности эксплуатации скважин в условиях формирования асфальто-смоло-парафиновых отложений и высоковязких эмульсий на скважинах, оборудованных штанговыми насосными установками. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd78a4c43b89521216d37_0.html
13. Александров А.Н., Рогачев М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // 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. 14–19.
14. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – № 9. – С. 32–37.
15. Баландин Л.Н., Елашева О.М., Дубовицкая Ю.А. Исследование и подбор растворителей АСПО // 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. 23–26.

16. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.

17. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложненных формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.

18. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах, оборудованных ШСНУ, на Степановском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 53–73.

19. Газизов В.З., Валяева А.О., Хаярова Д.Р. Анализ свойств АСПО и эффективность применения растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» для их удаления // 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. 65–67.

20. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.

21. Савенок О.В., Кусов Г.В., Шостак Н.А. Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» // Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи и пластов. Перспективы развития: Сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2010 / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 279–282.

22. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования АСПО на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 24–25.

23. Шостак Н.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячеключевского участков // Строительство и ремонт скважин – 2010 : Сборник докладов Международной научно-практической конференции (27 сентября – 02 октября 2010 года, Геленджик, Краснодарский край) / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 147–150.

24. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление // Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620192. Заявка № 2012621424. Дата поступления 13 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 9 января 2013 г.

References:

1. Khusainov R.V. Report of geological department of NGDU Aznakayevskneft on Vostochno-Leninogorskaya Square of the Romashkinsky field. – Aznakayevo 2013. – 202 p.
2. A technological operating mode of wells of Vostochno-Leninogorskaya Square for 2017.
3. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. Bulatov A.I., Kachmar of Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoenn naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.

10. Persiyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000 – 653 p.
11. 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.
12. The analysis of efficiency of operation of wells in the conditions of formation of asfalto-smolo-paraffin deposits and high-viscosity emulsions on the wells equipped with shtan-govy pump installations. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd78a4c43b89521216d37_0.html
13. Alexandrov A.N., Rogachyov M.K. Increase in efficiency of operation of wells electrocentrifugal pumps in the conditions of formation of asfaltosmoloparafinovy deposits // Bulatovsky readings: 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. 14–19.
14. Antoniadi D.G., Hostak N.A., SSavenok O.V., Ponomarev D.M. The analysis of the existing methods of fight against asfaltosmoloparafinovy deposits (ASPO) at oil production // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2011. – № 9. – P. 32–37.
15. Balangding L.N., Elashva O.M., Dubovitsky Yu.A. Issledovaniye and selection of the ASPO solvents // Bulatovsky readings: 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. 23–26.
16. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., 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.
17. Berezovsky D.A., Samoylov A. S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight against ASPO // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
18. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Actions for fight against ASPO in the production wells equipped with ShSNU on the Stepanovsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 53–73.
19. Gazizov V.Z., Valyaeva A.O., Hayarova D.R. The analysis of ASPO properties and efficiency of use of the MIA-Prom and INTAT-1 solvents for their removal // Bulatovsky readings: 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 : The publishing house is the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 65–67.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
21. Savenok O.V., Kusov G.V., Shostak N.A. The analysis of efficiency of application of methods of fight against ASPO on a well stock of LLC RN-Krasnodarneftegaz // Modern technologies of workover and increase in oil recovery and layers. Prospects of development: Collection of reports of the 5th International scientific and practical conference. Gelendzhik, Krasnodar Krai, 2010 / LLC Nitpo Scientific and Production Firm. – Krasnodar : LLC Research and Production Firm Nitpo, 2010. – P. 279–282.
22. Tronov V.P., Guskova I.A. The mechanism of formation of ASPO at a late stage of development of fields // Oil economy. – 1999. – № 4. – P. 24–25.
23. Shostak N.A., Kusov, Savenok O.V. Methods of fight against ASPO on fields of LLC RN-Krasnodarneftegaz on the example of Uspensky and Goryacheklyuchevsky sites // Construction and repair of wells – 2010 : The collection of reports of the International scientific and practical conference (on September 27 – on October 02, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Krai) / LLC Research and Production Firm Nitpo. – Krasnodar : LLC Nitpo Scientific and Production Firm, 2010. – P. 147–150.
24. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovy deposits and hydrate formations: prevention and removal // Certificate on the state registration of database № 2013620192. Application № 2012621424. Date of receipt on December 13, 2012. It is registered in the Register of databases on January 9, 2013.