УДК 622.276.054.22

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ АСПО И ВЫСОКОВЯЗКИХ ЭМУЛЬСИЙ НА СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ШСНУ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF WELL OPERATION EFFICIENCY UNDER CONDITIONS OF ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSIT FORMATION AND HIGH-VISCOSITY EMULSION GENERATION IN WELLS EQUIPPED WITH SUCKER-ROD PUMPING UNITS

Шаблий Илья Игоревич
Кубанский государственный технологический университет
ilyashabliy0209@gmail.com

Аннотация. Опыт механизированной эксплуатации скважин на рассматриваемой площади нефтяного месторождения показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промыслового оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ. В статье рассмотрены причины осложнений, возникающих при эксплуатации установок штангового глубинного насоса, сделаны выводы и рекомендации, вытекающие 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: штанговая глубинно-насосная установка; анализ причин образования АСПО; режимы эксплуатации скважин в осложнённых условиях; анализ причин выхода из строя скважин; анализ причин низкой эффективности эксплуатации ШСНУ; основные причины отказов работы ШСНУ; динамограммы скважин с осложнёнными условиями эксплуатации.

Shabliy Ilya Igorevich
Kuban State Technological University
ilyashabliy0209@gmail.com

Annotation. Experience with the artificial lift operation of wells in the studied area of the oil field indicates that paraffin and asphaltene-resin deposits accumulate on the surface of field equipment over a period ranging from 1 to 4 months. This article examines the causes of operational issues associated with sucker-rod pump units and presents conclusions and recommendations derived from plots showing the relationship between the specific rod failure rate and various operating parameters and conditions. Based on the analysis, measures are proposed for wells equipped with sucker-rod pumping units.

Keywords: sucker-rod pumping unit; analysis of the causes of asphaltene, resin and paraffin deposit formation; well operating modes under challenging conditions; analysis of the causes of well failure; analysis of the causes of low sucker-rod pumping unit operating efficiency; primary causes of sucker-rod pumping unit failures; dynamometer cards for wells with challenging operating conditions.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтяное месторождение является крупнейшим месторождением Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенное на юго-востоке Республики Татарстан.

Площадь расположена в восточной части месторождения (далее Восточная площадь). Основным эксплуатационным объектом площади являются продуктивные терригенные отложения пашийского горизонта верхнего девона (пласт D_1), 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 D_1 приведена в таблице 1.

Территория Восточной площади занимает около 124 км^2. Площади нефтеносности пластов в соответствии со структурными и литологическими особенностями уменьшаются в основном вниз по разрезу.

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

Таблица 1 – Общая характеристика продуктивного горизонта D_1 Восточной площади

Глубина залегания, м	Тип залежи	Площадь, км^2	Тип коллектора	Средняя эффективная толщина, м	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Начальное положение водонефтяного контакта (абс. отм.), м
1740	пластово-сводовый	124,0	гранулярный, терригенный	26,9	9,94	–1485,0

Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин

Разбуривание площади продолжается и на сегодняшний день пробуренный фонд насчитывает 487 скважин, из них 46 – ликвидировано, в добыче нефти используется 383 скважин, в нагнетании – 202 скважины, остальные используются как водозаборные, контрольные и находятся в консервации. Полностью структура фонда скважин Восточной площади приведена в таблице 2. В целом технологические показатели разработки площади являются удовлетворительными по сравнению с аналогичными площадями рассматриваемого нефтяного месторождения.

Таблица 2 – Фонд скважин Восточной площади

Показатели	Год			
	2022	2023	2024	2025
Эксплуатационный фонд	348	362	377	383
Действующий фонд	332	338	360	346
фонтан	0	0	0	0
УЭЦН	114	126	146	127
УШГН	218	212	214	219
Бездействующий фонд	16	23	17	37
Дающие техническую воду	6	6	8	10
В консервации	10	17	9	27
Контрольные	41	38	44	44
Наблюдательные	1	2	3	3
Пьезометрические	40	36	41	41
Ликвидированные	45	49	46	46
После эксплуатации	18	16	19	19
Из бурения	27	33	27	27
В ожидании ликвидации	4	3	3	3
Гидрогеологические	4	4	4	4
Экологические	1	1	1	1
Фонд всего	443	457	474	481
Передано в ППД	191	195	202	208

За анализируемый год пробуренный фонд увеличился на 4 скважины. Из 383 добывающих скважин 127 эксплуатируются электроцентробежным насосом, 219 штанговым глубинным насосом. На 01.01.2026 г. с водой эксплуатируется 383 скважин (100 % действующего фонда). Из них с обводнённостью 2 % – 0 скважин, от 2 до 20 % – 43 скважины, от 20 до 50 % – 45 скважин, от 50 до 90 % – 143 скважин, свыше 90 % – 146 скважины. Имеются все тенденции к дальнейшему росту обводнённости.

В таблице 3 приведён действующий фонд скважин Восточной площади по типам наземного и подземного оборудования.

Таблица 3 – Действующий фонд Восточной площади

ШГН				ЭЦН		В бездействии
наземное оборудование	кол-во	подземное оборудование	кол-во	подземное оборудование	кол-во	
СК5-2500	4	НСН1-32	8	ЭЦН5А-250-1400	13	33
UP-9T-2500-3500	29	20-125-RHAM-12-4-2-2	82	ЭЦНМ5-80-1200	33	
СК8-3,5-4000	85	25-175-RHAM-14-4-1,5	76	ЭЦН5-50-1300	18	
ПНШ80-3-40-01	12	25-20-150-RHM-T-12-4	1	ЭЦН5-125-1300	20	
ПЦ60-18-3,0-0,5/2,5	4	20-106-RHAM-12-4	2	ЭЦНА5-45-1450	4	
7СК8-3,5-4000	34	25-150-RHAM-12-4	5	ЭЦН5-60-1200	2	
UP-12T-3000-5500	5	25-225-THM-11-4-2-3	3	ЭЦН-60-1200	3	
СК6-2,1-2500	15	20-225-THM-11-4	2	ЭЦНА5-60-1200	5	
СКД6-2,5-2800	6	25-225-THM-14-4-4	9	ЭЦНМ5-30-1450	1	
ПНШ60-2,1-25-01	4	НВ1С-44	1	ЭЦНА5-200-1250	2	
6СК6-2,1-2500	3	25/20-150-RHM-T-12-4	3	ЭЦНМ5-60-1200	2	
ПНШТ80-3-40	4	25-225-THM-22-10-4	17	ЭЦНА5-60-1350	11	
7СК12-2,5-4000	1	20-106-RHAM-14-4-2-2	1	ЭЦНА5-30-1250	1	
ПЦ80-6,1-1/4	9	25-150-RHBM-12-4	4	ЭЦНА5-200-1450	4	
ПШГТ10-3-5500	1	НСВ1-28	1	ЭЦН5-60-2500	3	
ПНШТ60-3-31,5	2	30-275-THM-Д-22-4-2	2	ЭЦНМ5А-160-1200	2	
СКД8-3-4000	1	НВ1Б-29	1	ЭЦНМ5А-400-1400	2	
				ЭЦНМ5-20-1200	1	
Всего	219	Всего	219	Всего	127	33

На рисунке 1 показано процентное отношение способов эксплуатации скважин Восточной площади.

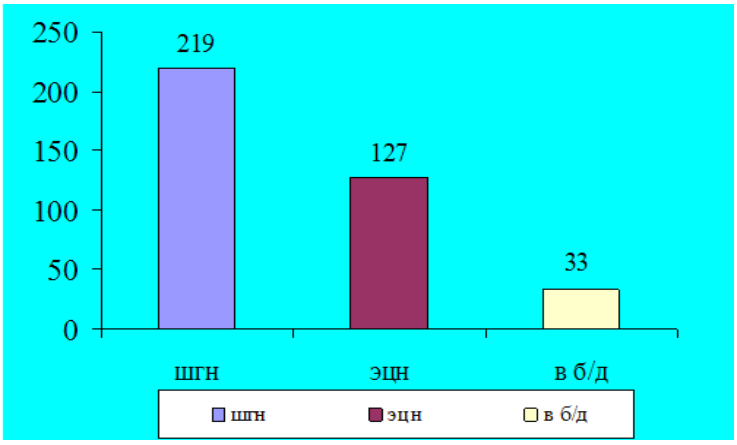


Рисунок 1 – Распределение фонда скважин по типам оборудования

Из рисунка 1 видно, что большую часть действующего фонда Восточной площади составляют скважин, оборудованные ШГН, – 219 ед., оборудованные ЭЦН – 127 ед., в бездействии – 33 скважины.

94 скважины, оборудованные ШГН, эксплуатируется с дебитом менее 5 м^3/сут. (рис. 2), 59 скважин – с дебитом от 5 до 10 м^3/сут. и 56 скважин – с дебитом от 10 до 20 м^3/сут.

Из всего фонда скважин, оборудованных ШГН, более половины (116 скважин) имеют обводнённость более 70 % (рис. 2).

Скважины, оборудованные ШГН, в основном эксплуатируются на глубине от 1100 до 1300 м (рис. 3).

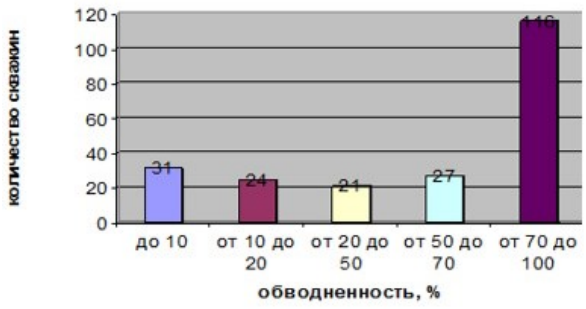


Рисунок 2 – Распределение фонда скважин по обводнённости

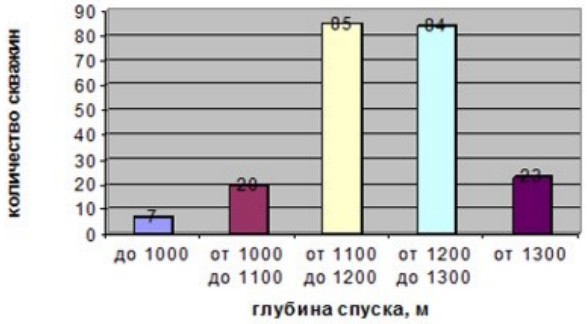


Рисунок 3 – Распределение фонда скважин по глубине спуска

Распределение фонда скважин по динамическому уровню приведено на рисунке 4, распределение фонда скважин по статическому уровню – на рисунке 5.

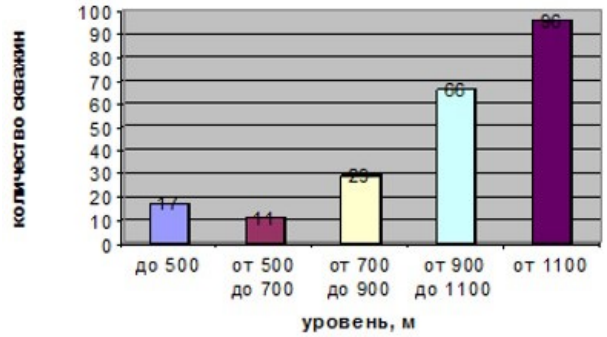


Рисунок 4 – Распределение фонда скважин по динамическому уровню

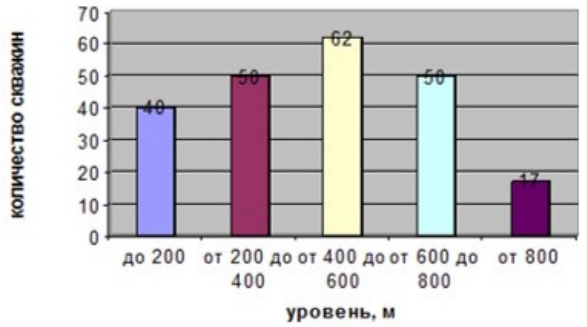


Рисунок 5 – Распределение фонда скважин по статическому уровню

Из рисунка 5 видно, что 96 скважин эксплуатируются с динамическим уровнем свыше 1100 м, 66 скважин – с уровнем в пределах от 900 до 1100 м. Из рисунка 6 видно, что диапазон статических уровней различен и распределен почти поровну. На 40 скважинах статический уровень до 200 м, по 50 скважин имеют уровни от 200 до 400 м и от 600 до 800 м, и 62 скважины имеют уровень от 400 до 600 м.

На рисунке 6 приведено распределение фонда скважин по длине хода в точке подвеса штанг, на рисунке 7 – распределение фонда скважин, оборудованных ШГН, по числу качаний.

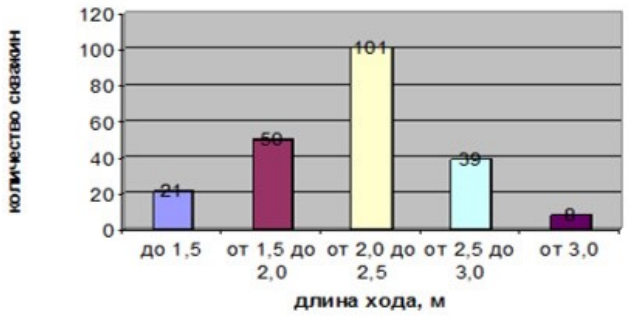


Рисунок 6 – Распределение фонда скважин по длине хода точки подвеса штанг

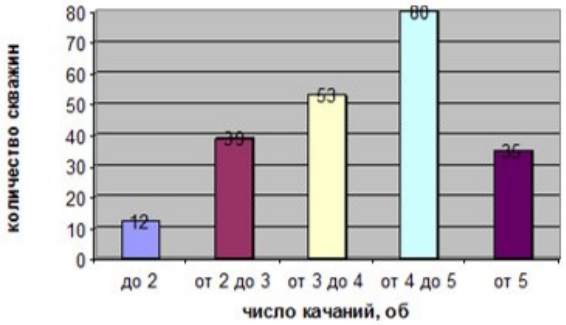


Рисунок 7 – Распределение фонда скважин по числу качаний

Из рисунка 7 видно, что 101 скважина имеет длину хода от 2,0 до 2,5 м, 59 скважин – от 1,5 до 2,0 м и 39 скважин эксплуатируются с длиной хода от 2,0 до 3,0 м. Из рисунка 8 видно, что 80 скважин эксплуатируются с числом качаний от 4 до 5 об./мин., 53 скважины – от 3 до 4 об./мин.

Основной фонд скважин Восточной площади эксплуатируется штанговыми скважинными насосными установками, основным элементом которых является глубинный штанговый плунжерный насос. От надёжности этого узла зависит экономическая эффективность разработки площади, поэтому повышение работоспособности скважинных плунжерных насосов является основной задачей для снижения себестоимости добываемой нефти.

Анализ причин выхода из строя скважин, оборудованных ШСНУ

Проведённый анализ причин низкой эффективности эксплуатации ШСНУ в процессах откачки жидкости с твердыми фракциями, песком и бурового раствора на скважинах Восточной площади, показывает актуальность применения дополнительного оборудования.

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

- забивание приёмной 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 объёма твёрдых 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 4 приведено количество подземных ремонтов скважин по причине отказов ШСНУ.

Таблица 4 – Количество подземных ремонтов скважин 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 приёме насоса	13
18	Срыв насоса из замковой опоры	6
19	Трещина в теле НКТ	6
20	Прочие причины	10
Всего		**377**

Из таблицы 4 видно, что основными причинами отказов работы ШСНУ являются обрыв штанг – 114 ремонтов за 2021-2025 гг., негерметичность клапанов – 45 ремонтов, отворот штанг – 38 ремонт, 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 твёрдых 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.

Проведённый 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 надёжно 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.

Контроль за работой скважин, осложнённых формированием АСПО и эмульсий (примеры динамограмм скважин с осложнёнными условиями эксплуатации)

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

1) существенное снижение производительности работающей установки или её полное отсутствие;

2) значительный разброс замеров дебитов, получаемых в короткий временной промежуток.

Основной задачей диагностирования является оперативное и точное выявление возможных причин неоптимальной работы системы «скважина – глубинно-насосное оборудование». Диагностирование проводится на основе интерпретации результатов комплексного исследования, включающего замер дебита, снятие гидродинамических параметров пласта скважины и рабочих характеристик глубинно-насосного оборудования 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, проведённых 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 (Рзатр), линейное давление ($Р_{буф}$), обводнённость, наличие обратного клапана;
- динамику изменения дебита по групповой замерной установке или другому замерному устройству в течение последней недели работы скважины;
- дату и причину проведения последнего ремонта;
- осложняющие факторы (АСПО, водонефтяные эмульсии, соли и т.д.);
- состояние и протяжённость выкидного нефтепровода;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны (наличие «летучки») и наружный – НКТ;
- типоразмеры и глубины спуска глубинно-насосного оборудования (НКТ, штанги, глубинный насос и др.);
- тип и рабочие параметры привода УШГН (число качаний и длина хода полированного штока).

Данные представляются инженером-технологом.

Ниже приведён порядок проведения работ по диагностированию скважины. Последовательность выполнения полевых работ приведена на рисунке 8.

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 – групповой замерной установки или другого замерного устройства, 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 ведётся 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 м) необходимо на полированный шток наносить три метки – верхняя, промежуточная и нижняя, а замер длины полированного штока производить интервалами.

Второй этап

Перед запуском установки необходимо замерить статический уровень. В случае невозможности её запуска работы на скважине прекращаются, а информация передаётся 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 групповой замерной установке, 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 одно-

временно за величиной $P_{лин}$. Отбивку уровней производить в зависимости от темпа откачки с интервалом не реже, чем через 10 мин.

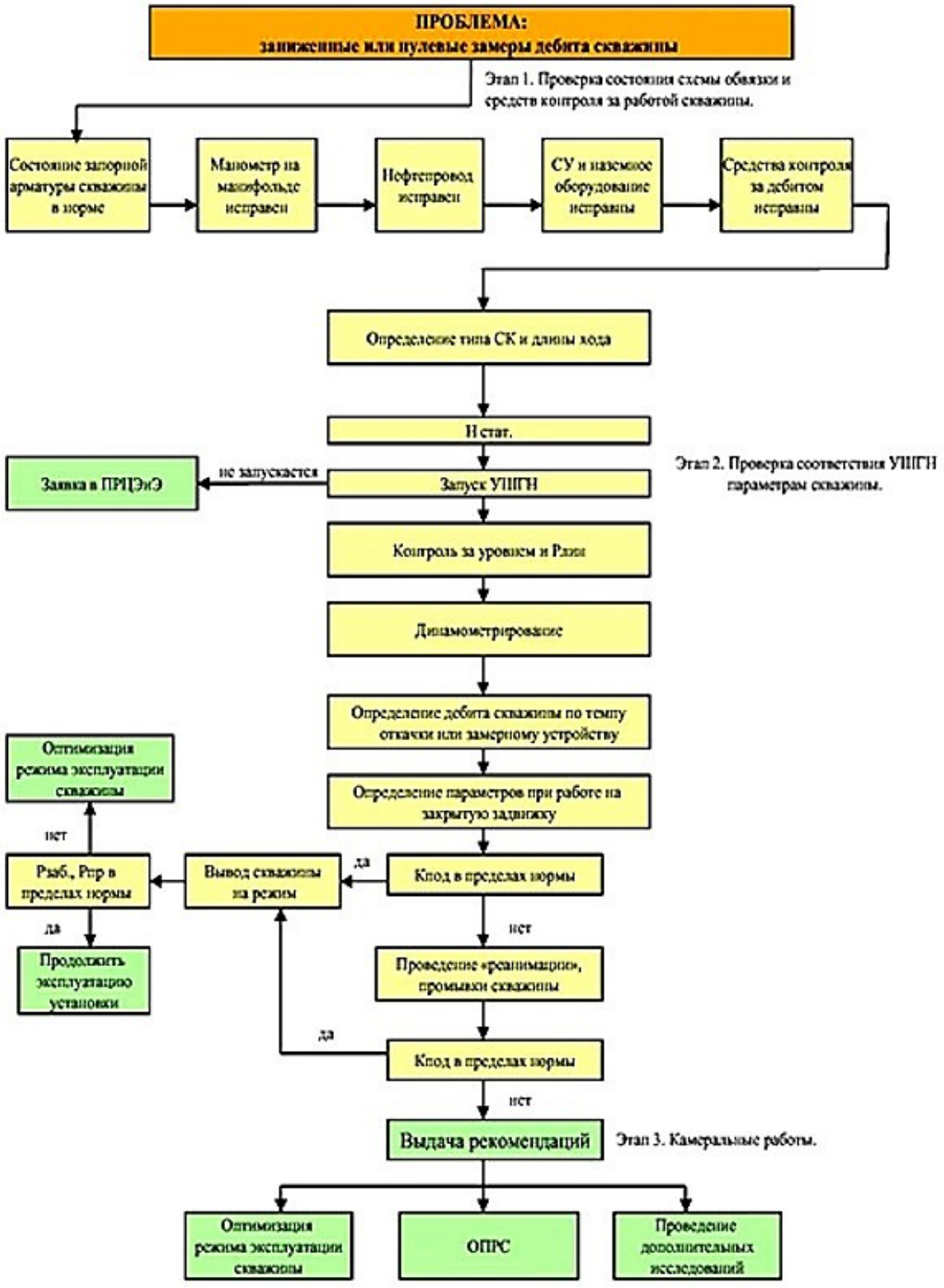


Рисунок 8 – Последовательность выполнения полевых работ

Произвести снятие динамограммы и при возможности выполнить тестирование клапанов глубинного насоса (для определения величины утечек). Процесс регистрации

необходимо производить не менее двух-трёх 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 путём 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 путём стравливания $P_{лин}$ до атмосферного через пробоотборный кран. В случае «пропуска задвижек» дальнейшие исследования проводятся без учёта результатов опрессовки.

Контроль за темпом роста давления осуществляется одним оператором группы диагностирования по секундомеру (часам). Второй работник в это время должен находиться около станции управления 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 глубинно-насосном оборудовании, по формуле:

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

где $K_{герм}$ – коэффициент герметичности, характеризующий величину утечек в глубинно-насосном оборудовании; $T_{ув}$ и $T_{пад}$ – 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 станка-качалки, атм.; $\Delta P_{пад}$ – разница между величиной $P_{опр}$ и $P_{лин}$ при остановленном станке-качалки, атм.; $t_{ув}$ и $t_{пад}$ – время замера темпа увеличения и падения давлений, мин.

Для вышеприведённого случая имеем:

$$T_{ув} = \frac{25 - 10}{10} = 1{,}5 \text{ атм./мин.};$$

$$T_{пад} = \frac{25 - 20}{5} = 1{,}0 \text{ атм./мин.};$$

$$K_{герм} = \frac{1{,}5}{1{,}5 + 1{,}0} = 0{,}6.$$

Значение коэффициента герметичности $K_{герм}$ характеризует общую величину утечек в глубинно-насосном оборудовании (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 расчётными методами – по динамограмме, а также по темпу откачки и восстановления уровня.

Значения площади кольцевого затрубного пространства скважины в зависимости от диаметра НКТ и эксплуатационной колонны приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Площадь кольцевого затрубного пространства скважины

Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, м	Площадь кольцевого затрубного пространства в зависимости от диаметра НКТ (в 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 – 73 мм (2,5″), эксплуатационной колонны – 146 мм (5″), толщина стенки – 7 мм. За 30 мин. после запуска установки уровень в «затрубье» понизился на 15 м при постоянном $P_{затр}$.

Расчётный 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 приближённым, 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 расчётов.

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

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

Скважина оставляется в работе в случаях, если дальнейшая эксплуатация установки не приведёт к «срыву подачи» из-за снижения $H_{дин}$ до приёма 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, станция управления) для оператора-обходчика оставляется записка с указанием причины и даты остановки скважины. Вся информация передаётся диспетчеру нефтепромысла.

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

Решение о дальнейшем исследовании, «реанимировании» скважины или проведении подземного ремонта скважины принимается инженером-технологом по результатам интерпретации проведённых исследований и расчёта дебита по динамограмме.

Заключение о работе установки должно архивироваться в используемых программных комплексах (блок «Исследования технологической группы»).

Для установок ШГН с высокой посадкой плунжера характерно наличие резкого броска нагрузки в большую сторону в правом верхнем углу динамограммы (рис. 9).

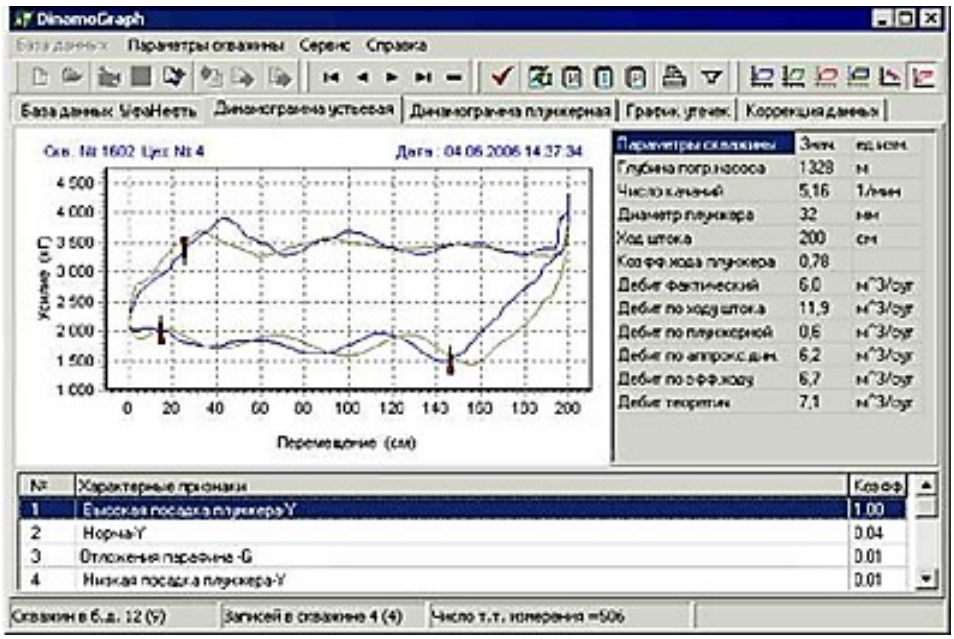


Рисунок 9 – Динамограмма скважины № 1602
(высокая посадка плунжера)

При низкой посадке плунжера (рис. 10) в левом нижнем углу динамограммы возникает резкий выброс нагрузки вниз. При ударах плунжера при ходе вниз в зависимости от скорости посадки плунжера на преграду её жёсткости и расстояния от преграды до истинного крайнего положения, снижение нагрузки и последующий набор этой нагрузки на динамограмме записываются несколько по-разному.

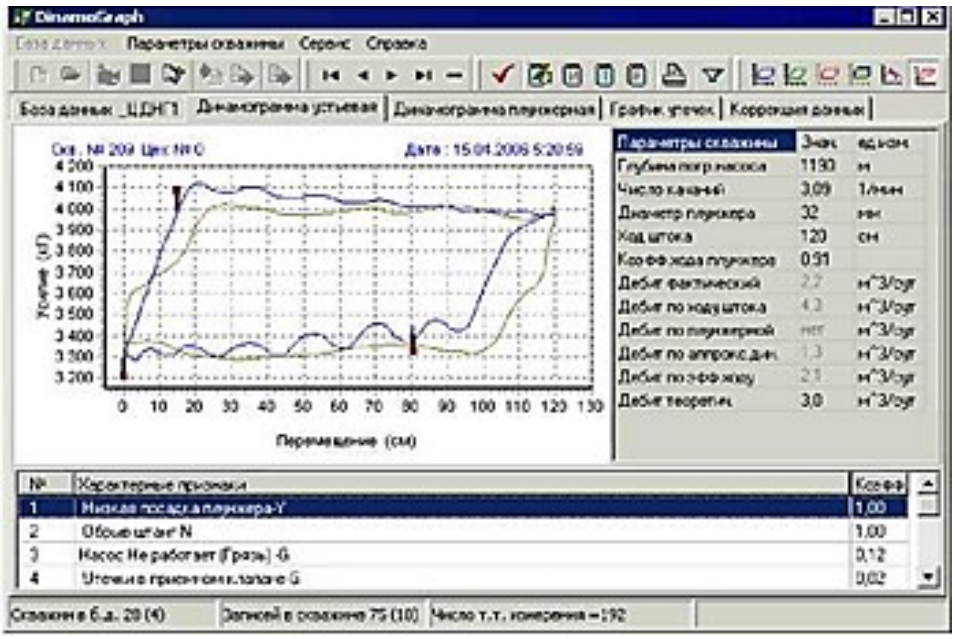


Рисунок 10 – Динамограмма скважины № 209
(низкая посадка плунжера)

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. 11). Линия восприятия нагрузки отодвигается вправо от своего нормального положения. При резких снятиях нагрузки петля может иметь несколько перехлёстов. Петля удара всегда располагается ниже линии статического веса

штанг. При ударах плунжера полезная длина его хода уменьшается на длину горизонтальной проекции петли.

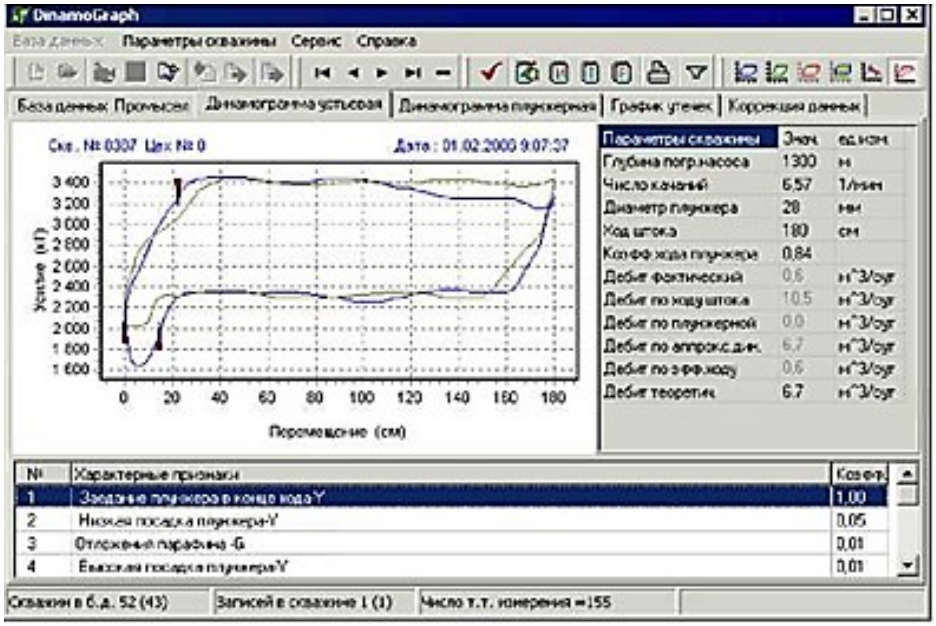


Рисунок 11 – Динамограмма скважины № 8387
(заедание плунжера в конце хода)

На рисунке 12 изображён 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.

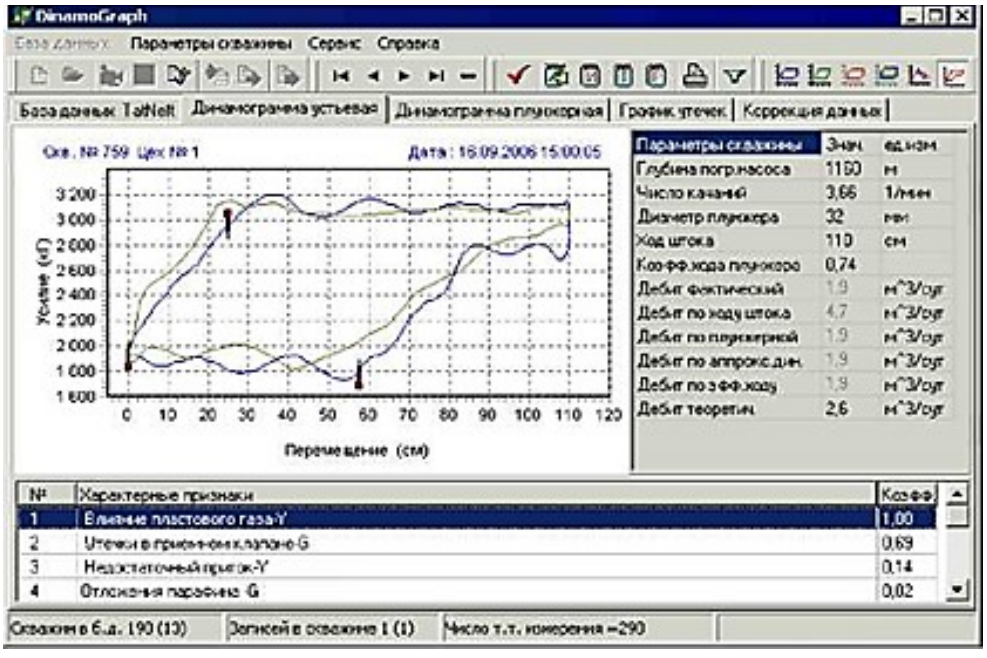


Рисунок 12 – Динамограмма скважины № 759
(влияние пластового газа)

При более сильном влиянии газа наблюдается периодический срыв подачи, что можно увидеть на динамограмме скважины № 8379 (рис. 13). В этом случае эффективный ход плунжера практически отсутствует или несоизмеримо мал по сравнению с длиной хода штока, что значительно уменьшает количество добываемой жидкости.

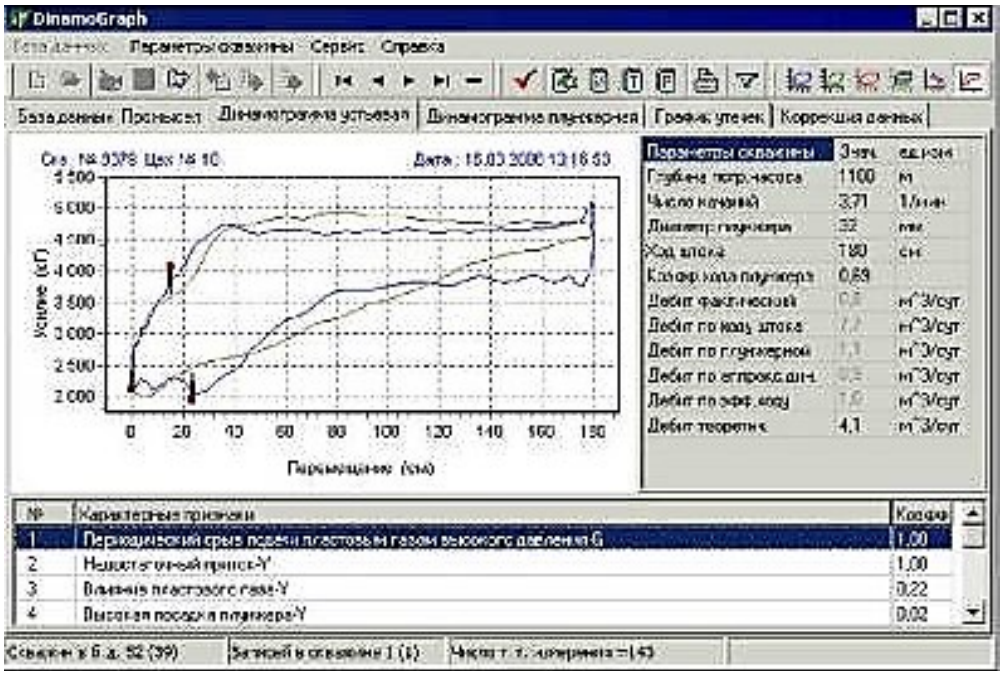


Рисунок 13 – Динамограмма скважины № 8379
(периодический срыв подачи пластовым газом высокого давления)

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 закруглён; линия снятия нагрузки идёт более круто, и угол, образуемый ею и нулевой линией, имеет больший наклон (рис. 14).

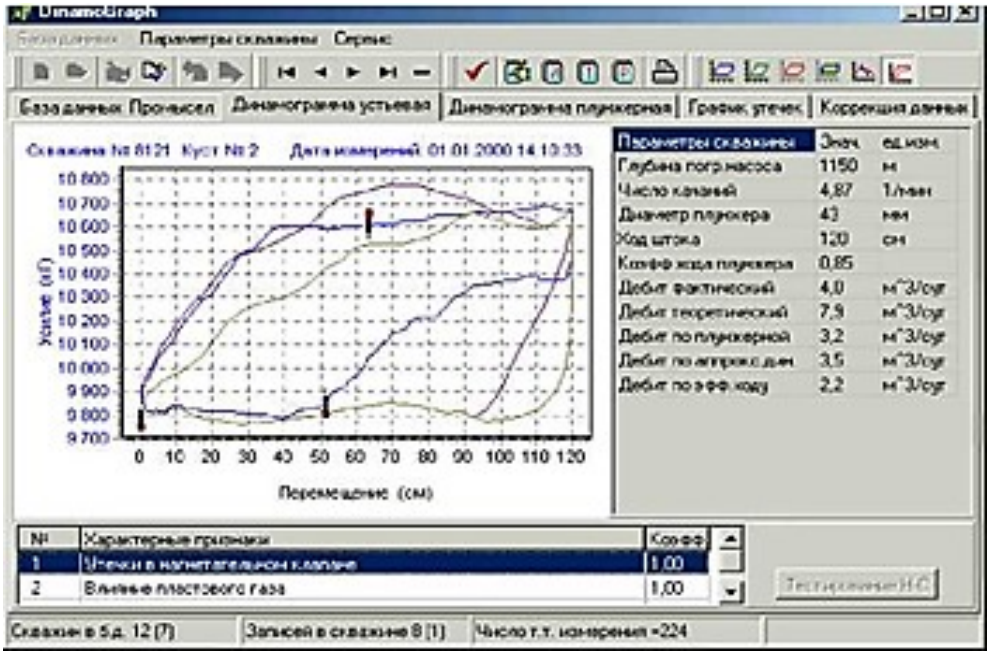


Рисунок 14 – Динамограмма скважины № 8121
(утечки в нагнетательном клапане и влияние пластового газа)

На Восточной площади нередко встречаются скважины с большим количеством парафина, динамограммы которых имеют «яйцеобразную» форму (рис. 15).

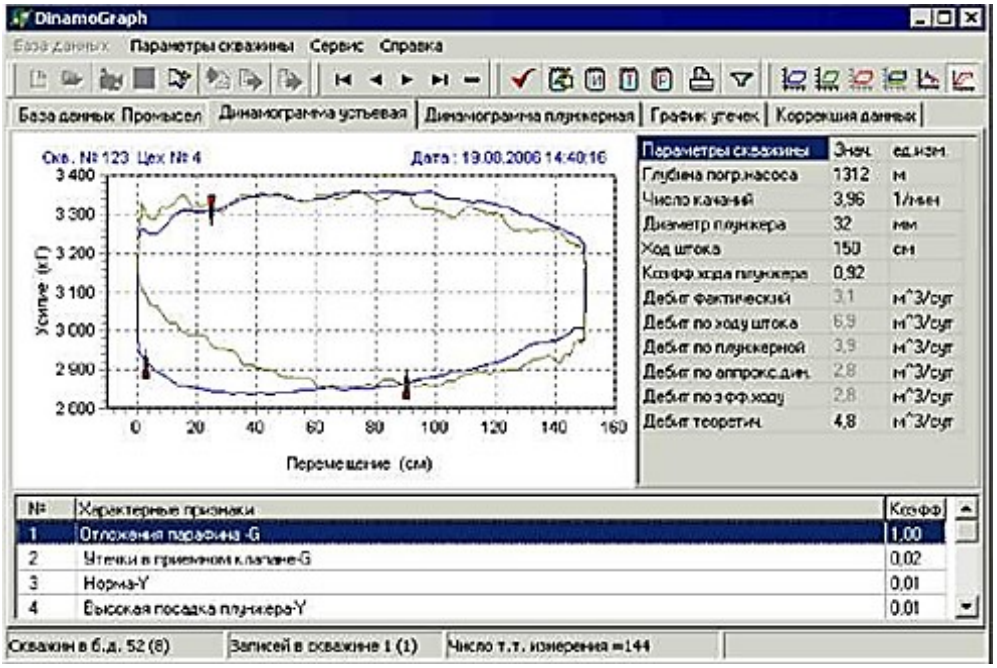


Рисунок 15 – Динамограмма скважины № 123
(отложения парафина)

Перспективные направления совершенствования эксплуатации скважин в осложнённых условиях

Ниже приведены рекомендации технологическим службам НГДУ при работе с осложнённым АСПО фондом:

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

2. При вводе новых скважин из бурения или длительного бездействия (девон), а также очередном выходе скважин осложнённого 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 незакреплёнными скребками-центраторами.

4. Внедрение на скважинах вставных насосов с типоразмером 150-RHAM (Н-38) и 175-RHAM (Н-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 подъёмом глубинно-насосного оборудования (наличие циркуляции, нагрузка на талевый блок по МС-130, продолжительность подъёма, качественный состав АСПВ, профиль отложений, состояние скребков на штангах и т.д.).

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

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

8. Организовать контроль за исправной работой штанговращателей.

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

Выводы и рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин

1. Изучение фонда скважин Восточной площади показало, что из 383 скважин 219 эксплуатируются штанговыми глубинными насосами.

2. Проведён анализ основных факторов выхода из строя штанговых насосных установок скважин Восточной 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 её подвеса, а также числа качаний балансира станка-качалки), при которых подача установки, оборудованной двухплунжерными насосами, будет наибольшей.

5. Изучить эффективность применения дополнительного оборудования при эксплуатации ШСНУ на фонде скважин Восточной площади.

Заключение

При работе штанговых насосных установок на скважинах Восточной площади часто встречаются условия, осложняющие работу этих установок. К ним следует отнести: эмульсию; 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 Восточной площади (отложениями солей, АСПО и эмульсеобразованием) с каждым годом становятся всё 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 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. Оценка эффективности применения насосных установок различных конструкций для добычи нефти / Е.В. Безводицкий [и др.] // Наука как ключевой фактор развития современного общества: материалы I Международной научно-практической конференции (29 марта 2024 года, г. Краснодар). – Краснодар : Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина, 2024. – С. 83–90.
2. Диагностика состояния ШГН по динамограмме методом прецедентов / Е.Н. Даценко [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 85–87.
3. Молчанова В.А. Физическая модель штанговой насосной установки / В.А. Молчанова, П.М. Тугунов, В.А. Лежнин // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 324–327.
4. Савенок О.В. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.
5. Устройство для увеличения межремонтного периода работы штангового насоса / О.В. Савенок [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7(655). – С. 64–66. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-7(655)-64-66
6. Шаблий И.И. Анализ проблем эксплуатации малодебитных скважин, оборудованных ШСНУ, в условиях Дарьинского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 280–304.
7. Шаблий И.И. Оборудование и эксплуатация УШГН на примере Таймурзинского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 242–257.

8. Шаблий И.И. Анализ работы штанговых скважинных насосных установок на примере нефтяного месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 251–264.
9. Технико-технологические решения, направленные на повышение ресурса работы штанговых насосных установок / И.И. Шаблий [и др.] // Наука как ключевой фактор развития современного общества: материалы I Международной научно-практической конференции (29 марта 2024 года, г. Краснодар). – Краснодар : Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина, 2024. – С. 575–583.
10. Шаблий И.И. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками, в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 395–416.
11. Анализ борьбы с осложнениями при работе скважин, оборудованных УСШН, на Сасимовском месторождении / И.А. Шауро [и др.] // Referatotech: материалы III Международной научно-практической конференции (15 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательство «Новация», 2022. – С. 579–582.
12. Шиян С.И. Анализ причин обрывности штанговой колонны при эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ, на Букаревском нефтяном месторождении / С.И. Шиян, Д.В. Шутов, И.И. Шаблий // Научный потенциал вуза – производству и образованию: Сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник», 2021. – С. 157–170.
13. Шиян С.И. Направления совершенствования эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ, и мероприятия по увеличению межремонтного периода скважин на Букаревском нефтяном месторождении / С.И. Шиян, И.И. Шаблий, Д.В. Шутов // Научный потенциал вуза – производству и образованию: Сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник», 2021. – С. 171–177.
14. Перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на Полярном нефтяном месторождении на основе анализа эффективности применяемых методов на месторождениях-аналогах / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3(639). – С. 9–18. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-9-18
15. Шиян С.И. Устройство поддержания расчётного перепада давления в межтрубном пространстве путём перепуска затрубного газа в выкидной трубопровод / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 3(651). – С. 56–58. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-3(651)-56-58
16. Шиян С.И. Повышение надёжности работы всасывающего клапана штангового насоса / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8(656). – С. 41–44. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-41-44
17. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путём разработки комплекса технических устройств / С.И. Шиян [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 10(370). – С. 59–68. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-10(370)-59-68
18. Шиян С.И. Поддержание рентабельной выработки запасов нефти и экономическое обоснование использования технологии одновременно-раздельной эксплуатации на нефтяном месторождении Новотроицкого поднятия Республики Татарстан / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 7(379). – С. 34–39.

References

1. Evaluation of the Efficiency of Using Various Types of Pumping Units for Oil Extraction / E.V. Bezvoditskiy [et al.] // Science as a Key Factor in the Development of Modern Society: Proceedings of the 1st International Scientific and Practical Conference (March 29, 2024, Krasnodar). – Krasnodar : I.T. Trubilin Kuban State Agrarian University, 2024. – P. 83–90.
2. Diagnostics of Sucker-Rod Pumping Unit Conditions Based on Dynamometer Cards Using a Case-Based Reasoning Method / E.N. Datsenko [et al.] // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 85–87.
3. Molchanova V.A. Physical Model of a Sucker-Rod Pumping Unit / V.A. Molchanova, P.M. Tugunov, V.A. Lezhnin // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 324–327.

4. Savenok O.V. Analysis of the causes for declining oil recovery at the Zapadno-Khosedayu field and recommendations for the implementation of geological and technical interventions / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatov Readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 290–298.
5. A device for extending the run life (time between overhauls) of a sucker-rod pump / O.V. Savenok [et al.] // Oilfield Engineering. – 2023. – № 7(655). – P. 64–66. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-7(655)-64-66
6. Shabliy I.I. Analysis of operational challenges for low-yield wells equipped with sucker-rod pump units (SRPUs) at the Daryinskoye oil field // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 2. – P. 280–304.
7. Shabliy I.I. Equipment and Operation of Sucker-Rod Pumping Units: A Case Study of the Taymurzinskoye Oil Field // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 242–257.
8. Shabliy I.I. Analysis of Sucker-Rod Pumping Unit Performance: A Case Study of an Oil Field in the West Siberian Petroleum Province // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 4. – P. 251–264.
9. Technical and Technological Solutions Aimed at Extending the Service Life of Sucker-Rod Pumping Units / I.I. Shabliy [et al.] // Science as a Key Factor in the Development of Modern Society: Proceedings of the 1st International Scientific and Practical Conference (March 29, 2024, Krasnodar). – Krasnodar : I.T. Trubilin Kuban State Agrarian University, 2024. – P. 575–583.
10. Shabliy I.I. Improving the Operational Efficiency of Wells Equipped with Sucker-Rod Pumping Units under Challenging Conditions // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 2. – P. 395–416.
11. Analysis of Mitigation Strategies for Operational Challenges in Wells Equipped with Sucker-Rod Pumping Units at the Sasimovskoye Field / I.A. Shauro [et al.] // Referatotech: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (November 15, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : Novatsiya Publishing House, 2022. – P. 579–582.
12. Shiyan S.I. Analysis of the causes of sucker-rod string failures during the operation of wells equipped with sucker-rod pumping units (SRPUs) at the Bukarevskoye oil field / S.I. Shiyan, D.V. Shutov, I.I. Shabliy // The Scientific Potential of Higher Education for Industry and Education: A collection of articles based on the proceedings of the 3rd International Scientific and Practical Conference, dedicated to the 75th anniversary of the Soviet people's victory in the Great Patriotic War of 1941–1945 (December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir : Redaktsiya gazety «Armavirskiy Sobesednik» LLC, 2021. – P. 157–170.
13. Shiyan S.I. Directions for Improving the Operation of Wells Equipped with Sucker-Rod Pumping Units (SRPUs) and Measures to Extend the Inter-Repair Period of Wells at the Bukarevskoye Oil Field / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy, D.V. Shutov // The Scientific Potential of Higher Education for Industry and Education: A Collection of Articles Based on the Materials of the III International Scientific and Practical Conference, Dedicated to the 75th Anniversary of the Soviet People’s Victory in the Great Patriotic War of 1941–1945 (December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir : Redaktsiya gazety «Armavirskiy Sobesednik» LLC, 2021. – P. 171–177.
14. Prospects for Applying Enhanced Oil Recovery Methods at the Polyarnoye Oil Field: An Analysis of the Effectiveness of Methods Used at Analogous Fields / S.I. Shiyan [et al.] // Oilfield Engineering. – 2022. – № 3(639). – P. 9–18. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-9-18
15. Shiyan S.I. A Device for Maintaining a Calculated Pressure Differential in the Annulus by Diverting Annular Gas into the Flowline / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Oilfield Engineering. – 2023. – № 3(651). – P. 56–58. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-3(651)-56-58
16. Shiyan S.I. Improving the Operational Reliability of a Sucker-Rod Pump Suction Valve / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Oilfield Engineering. – 2023. – № 8(656). – P. 41–44. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-41-44
17. Increasing the Efficiency of Oil Well Operation through the Development of a Set of Technical Devices / S.I. Shiyan [et al.] // Construction of Oil and Gas Wells Onshore and Offshore. – 2023. – № 10(370). – P. 59–68. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-10(370)-59-68
18. Shiyan S.I. Maintaining Profitable Oil Production and Economic Justification for the Use of Simultaneous-Separate Production Technology at an Oil Field in the Novotroitskoye Uplift, Republic of Tatarstan / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Construction of Oil and Gas Wells Onshore and Offshore. – 2024. – № 7(379). – P. 34–39.