

МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНОМ В СКВАЖИНАХ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ УШГН

Березовский¹ Д. А., Кусов² Г. В.

¹Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар», Каневское газопромислово-
управление, daberezovskiy-gaz@rambler.ru

²ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»,
de_france@mail.ru

Добыча нефти штанговыми насосами (УШГН) остаётся на сегодняшний день широко применяемым способом. Даже создание целой серии бесштанговых насосов различного типа не вытеснило этот способ из арсенала технических средств добычи нефти. Благодаря постоянному совершенствованию, УШГН в настоящее время остаются простым, довольно надёжным, экономически приемлемым и конкурентоспособным оборудованием. Однако резервы в повышении технико-экономических показателей этого способа добычи реализованы не все. В статье рассмотрены современные технологии борьбы с отложениями парафинов в скважинах, эксплуатируемых УШГН, на примере НГДУ «Туймазанефть».

Ключевые слова: динамика и состояние разработки месторождения; анализ показателей разработки и анализ фонда скважин; современные технологии повышения нефтеотдачи пластов; эксплуатация наклонных скважин штанговыми насосами; эксплуатация скважин с повышенным содержанием механических примесей; эксплуатация обводнённых скважин; мероприятия по совершенствованию техники и технологии.

1. Общие сведения о месторождении

Туймазинское нефтяное месторождение расположено в Башкирии, близ города Туймазы. Относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Открыто в 1937 году, разрабатывается с 1939 года. Месторождение относится к классу крупных. Приурочено к Туймазинскому и Александровскому поднятиям, расположенным в пределах Альметьевской вершины Татарского свода. Размеры Туймазинского поднятия составляют 40×20 км. Осадочная толща в пределах месторождения представлена отложениями докембрийского и палеозойского возраста. Терригенные отложения развиты не повсеместно и представлены песчаниками толщиной 0-137 м.

2. Динамика и состояние разработки Туймазинского месторождения

2.1. Анализ показателей разработки

В таблице 1 показано состояние разработки месторождения.

Таблица 1 – Состояние разработки Туймазинского месторождения

Параметры	Пласт					по месторождению
	Д _I	Д _{II}	C _I ^{св}	C _I ^{тур}	Д _{III} , Д _{IV} , Д _{III} ^{fam}	
1	2	3	4	5	6	7
Добыча с начала разработки, тыс. тонн	228524	58662	29888	3032	1619	321723
Закачка с начала разработки, тыс. тонн	1084107	297467	220580	25099	7257	1634511
Текущая обводнённость, вес. %	94,9	89,8	85,8	48,0	50,6	92,0
Суточная добыча						
нефти, тонн/сут.	784	103	565	211	10	1673
жидкости, м ³ /сут.	14285	917	3770	412	20	19406

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
Закачка воды, м ³ /сут.	14370	787	3572	405	–	18824
Дебит на одну скважину						
нефти, тонн/сут.	2,8	3,6	2,2	1,3	1,0	2,3
жидкости, м ³ /сут.	48,9	31,9	14,5	2,6	2,1	27,2
Действующий фонд скважин						
нефтяных	292	31	259	156	11	749
нагнетательных	56	12	33	4	–	105

2.2. Анализ фонда скважин

В пределах Туймазинского месторождения на терригенные отложения девона эксплуатируются 419 скважин. В настоящее время в фонде действующих добывающих скважин находятся 340 скважин. Фонд наблюдательных скважин образовался исключительно за счёт отключения обводнившихся скважин. Фонд нагнетательных скважин в основной своей части образован за счёт перевода добывающих скважин под закачку воды и составляет 101 скважина. В фонде ликвидированных скважин преобладают скважины, выполнившие своё назначение, – скважины, в которых после эксплуатации (нагнетания) основных пластов нет возвратных объектов. Фонд ликвидированных скважин составляет 141 скважина, контрольных – 5, пьезометрических – 3, наблюдательных – 270. Фонд скважин по нижнему карбону состоит из 521 скважины. Число действующих добывающих составило 434, действующих нагнетательных – 42, ликвидированных – 108, контрольных – 2, пьезометрических – 0, наблюдательных – 145.

2.3. Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов

За последние годы применялись различные методы увеличения нефтеотдачи. Причём применение их зависит от многих факторов: геологического строения месторождения на поздней стадии эксплуатации, свойств коллектора и другие. Все виды воздействия на призабойную зону скважин по технологии проведения можно объединить в следующие группы:

- химические методы: закачка осадкогелеобразующей композиции «КО-ГОР», закачка нефтеноса, цеолита, солянокислотные обработки и обработки кислотой замедленного действия, обработка призабойной зоны пласта поверхностно-активными веществами, ингибиторами коррозии;
- тепловые методы: обработка призабойной зоны пласта горячей нефтью, а также очистка труб и призабойной зоны магнитным активатором тепла и генератором тепла;
- механические методы: вибровоздействие на пласт вибратором СВ, вибратором-пульсатором, клапаном для создания глубокой депрессии, а также очистка насосно-компрессорных труб от парафина штанговыми скребками, центраторами – фрезами;
- комбинированные методы: обработка призабойной зоны нагнетательных скважин термохимическими зарядами, термоимплозионная обработка ПЗП;
- гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи: нестационарное (циклическое) заводнение и изменение направления фильтрационных потоков, создание обратного конуса, резка боковых стволов.

Также наиболее современным и эффективным методами повышения нефтеотдачи являются вибросейсмическое воздействие, осуществляемое на определённые локальные участки нефтяной залежи, что приводит к перераспределению полей напряжения в продуктивных пластах. Это ведёт к их частичной реструктуризации и образованию новых фильтрационных каналов. В результате вибросейсмического воздействия уменьшается вязкость флюида, ускоряются

миграционные процессы углеводородов, приводя к высвобождению гораздо большего количества нефти, повышая конечную нефтеотдачу пласта.

2.4. Анализ работы скважин, оборудованных ШГН, за 2018 год

Целью данного анализа является объективная оценка текущего состояния работы фонда скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами с позиции различных факторов, влияющих на коэффициент подачи, выявления тех или иных тенденции и закономерностей, что позволит пометить кардинальные направления работы. Сделаны попытки ввести некоторые критерии и показатели, которые характеризуют работу фонда.

Многообразие факторов, влияющих на работу скважин, в частности подземного оборудования, требует более детальных исследований. В структуре подземных ремонтов за 2018 год наибольшее количество ремонтов приходится на такие виды работ: обрыв штанг – 17,43 %, ревизия и смена насоса – 16,19 %, осложнения АСПО – 13,52 %. Рассмотрим влияние АСПО и ряда других факторов, приведённых в таблице 2, влияющих на коэффициент подачи. Около 62,3% ремонтов по много ремонтному фонду приходится на работу насосов малого диаметра и небольшим погружением под динамический уровень, что связано малым коэффициентом продуктивности скважины. Самым напряжённым и уязвимым звеном штанговой глубинно-насосной установки является штанговая колонна, которая испытывает динамические нагрузки, нагрузки от веса штанг и жидкости. Применяемые штанги изготовлены из сталей 20 ХН, 15Н2М и 40, колонны штанг комплектуется двумя диаметрами штанг 7/8 и 3/4 дюйма в соотношении 60 и 40%. Максимальная нагрузка штанговая колонна испытывает при ходе вверх. Величина этой нагрузки зависит от совокупности факторов. По данным анализам ремонтного фонда обрывность по ЦДНГ 1, 3, 4 в большей степени связана с длительным периодом эксплуатации и превышением наработки штанговых колонн выше допустимой, хотя в своё время при комплектовании штанговые колонны были подобраны с большим запасом прочности.

Аварией принято считать всякий внезапный отказ оборудования. Поскольку в литературе отсутствуют сколько-нибудь удовлетворительные нормы наработки на отказ подземного оборудования штанговой установки (штанг и насосов), в промышленной практике всякий выход из строя установки считается аварийным. Наиболее характерные виды отказа насосов и штанг, а также другие ремонты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Виды отказов и ремонтов за 2018 год

Отказы	ЦДНГ-1	ЦДНГ-3	ЦДНГ-4	НГДУ
Отложение солей		1		1
Заклинил плунжер	1			1
Запарафинивание обсадной колонны	1			1
В клапанах куски резины	2			2
Песок	1	4	1	6
Обрыв штока насоса	3	2	2	7
Перепосадка насоса, ревизия-промывка клапанов	2	5	1	8
Отворот штанг	7	3	6	16
Худые трубы	7	10	7	24
Куски парафина в клапанах	7	16	6	29
Ликвидация обрыва, смена полировки	17	11	11	39
АСПО (циркуляция частичная)	12	16	12	40
Утечки в клапанах	23	37	8	68
АСПО (отсутствие циркуляции)	25	34	13	72
Обрыв штанг	29	58	12	99

Из таблицы 2 видны факторы, влияющие на работоспособность скважинного оборудования. По видам отказов и ремонтов большое значение имеет обрывность штанг, которая связана с налипанием парафина и ряда других факторов. Для нашего случая решающими показателями анализа работы ШГН и, в частности, коэффициента подачи являются такие виды отказов:

- АСПО (отсутствие циркуляции)

• утечки в клапанах	23
• ликвидация обрыва, смена полировки	17
• АСПО (циркуляция частичная)	12
• куски парафина в клапанах	7
• куски резины в клапанах	2
• песок	1
• запарафинивание обсадной колонны	1

Ниже рассмотрим причины возникновения этих отказов, влияющих на коэффициент подачи насоса. Отложения парафина и сегодня являются одним из распространённых осложнений при добыче нефти, требующих привлечения для борьбы с ними самой разнообразной техники. Ниже кратко изложен опыт борьбы с парафином одного из старейших в Российской Федерации НГДУ «Туймазанефть». Здесь «парафиновая проблема» возникла сразу же после открытия девонских пластов, в нефти которых содержалось до 7% парафина. Отложения на НКТ начинались с глубины 750-800м, и их толщина постепенно увеличивалась до 4-5мм в интервале 250-500м, а затем уменьшалась к устью до 2,5-3мм. Парафиновые отложения на штангах имели одинаковую толщину по всей длине – 2-4мм. Если на глубине 450-650м отложения представляли собой конгломераты плотных частиц, то ниже 650м они имели вид жидкой массы, в которой значительную долю составляла нефть. Парафинообразование происходило также в клапанах насоса, в приёмном фильтре и хвостовике. Признак его появления – постепенное снижение подачи насоса с последующим заклиниванием плунжера в цилиндре и обрывом штанг.

Наиболее простой метод, широко применяющийся и сегодня – воздействие теплом. Для этой цели создан целый ряд агрегатов и оборудования: пароперемещаемые установки (ППУ), агрегаты депарафинизации (АДП), скважинные и устьевые электронагреватели. Применение насосно-компрессорных труб с покрытиями определило новый этап в борьбе с парафинообразованием. Исследования, проведённые в парафинообразующих скважинах НГДУ «Туймазанефть»,

показали, что на гладких поверхностях парафин не откладывается. Если применение НКТ с покрытиями в скважинах, эксплуатируемых фонтанным способом и электроцентробежными насосами, не вызывало особых проблем, то в скважинах с УШГН возникли опасения повреждения покрытия штангами, как при спускоподъемных операциях, так и в процессе работы.

В процессе эксплуатации скважин с остеклованными лифтами было установлено следующее:

- разрушение покрытий при спускоподъемных операциях вследствие разности деформации металла и стекла при воздействии нагрузок;
- образование стеклянных пробок над насосом из отслоившегося стекла и стеклянной крошки, возникающей при трении штанг о трубы (последнее приводило к попаданию стекла в зазор между плунжером и цилиндром и заклиниванию);
- средний межремонтный период скважин составил 78 суток, что в 2,3 раза ниже средних значений по управлению.

Таким образом, применение НКТ со стеклянным покрытием в скважинах с УШГН было признано неэффективным. Что касается НКТ, футерованных эпоксидными смолами, то они отработали в скважинах с УШГН без каких-либо осложнений более 300 суток. После подъема нарушений покрытия обнаружено не было. Длительный опыт применения НКТ с покрытиями в скважинах с УШГН показал следующее:

- покрытие должно быть защищено от контакта со штангами с помощью центраторов;
- использование остеклованных труб нецелесообразно;
- в наклонных скважинах покрытия разрушаются даже с защитными фонарями;
- наиболее приемлемым покрытием для промысловых условий является эпоксидное;
- решение о применении НКТ с покрытиями следует принимать после испытания в скважинах конкретного месторождения.

2.5. Эксплуатация наклонных скважин штанговыми насосами

В настоящее время в связи с развитием кустового бурения всё большую долю в эксплуатационном фонде начинают занимать наклонные скважины. Проблемы, возникающие при добыче нефти из таких скважин штанговыми насосами, состоят в следующем.

2.5.1. В наклонных скважинах колонна насосно-компрессорных труб отклоняется от вертикальной оси и повторяет профиль ствола скважины, что вызывает искривление колонны штанг.

2.5.2. При возвратно-поступательном движении штанг в наклонных скважинах кроме нагрузок, характерных для вертикальных скважин, возникают дополнительные усилия от трения штанг о трубы, от преодоления сил, возникающих при искривлении плунжера и цилиндра и штанг при их попадании в интервал наибольшего искривления.

2.5.3. В результате трения насосно-компрессорных труб об обсадную колонну и штанг о трубы интенсифицируется их износ.

2.5.4. Увеличивается количество аварийных отказов штанг и насосов вследствие более напряжённого режима их работы.

2.5.5. Вследствие наклонного положения насоса в скважине всасывающий и нагнетательный клапаны при посадке в седло срабатывают с запаздыванием, вызывая тем самым утечки жидкости из цилиндра и снижая коэффициент подачи насоса.

2.5.6. Ухудшаются условия откачки вязких эмульсий: из-за высоких значений сил гидродинамического трения и сил сопротивления трения штанг о трубы ход плунжера вниз осложняется, а длина хода уменьшается.

2.5.7. Межремонтный период работы наклонных скважин имеет меньшее значение по сравнению с вертикальными скважинами.

В результате исследований в скважинах был получен фактический материал, позволяющий оценить как количественно, так и качественно перечисленные выше положения. При кривизне ствола более 4° на каждые 50м глубины и горизонтальном смещении забоя от вертикали, приходящееся на 10м глубины не более 1,7, количество отказов установки возрастает, а МРП уменьшается.

Рассмотрим работу клапанов штангового насоса в наклонных скважинах. Исследования показали, что работа всасывающего и нагнетательного клапанов в штанговом насосе, эксплуатирующем наклонную скважину, существенно отличается от работы в вертикальных скважинах. Вследствие наклона корпуса насоса клапан-шар перед посадкой в седло перемещается по нижней образующей клетки. Это увеличивает время закрытия отверстия. Последнее приводит к возникновению обратного тока уже поступившей в цилиндр жидкости, что снижает коэффициент наполнения насоса. Эксперименты показывают, что для наклонных скважин должна быть разработана своя конструкция клапанов.

2.6. Эксплуатация скважин с повышенным содержанием механических примесей

Под понятием «повышенное содержание механических примесей» следует понимать содержание в откачиваемой насосом жидкости продуктов разрушения пласта, асфальто-смолистых веществ, кристаллов солей, привнесённых с поверхности в процессе технологических операций механических примесей, превышающих допустимую ГОСТ 6444-78 норму для скважинных нефтяных штанговых насосов – 0,5 %. Анализ отложений показал, что в них содержатся частицы породы и механические взвеси поверхностного происхождения. Асфальто-смолистые и парафиновые соединения явились связующим веществом, сначала определившим общую причину отказа.

Нельзя полагаться на то, что полная чистота жидкости позволит полностью избежать парафинообразования в насосе. Но механические примеси ускоряют процессы выделения асфальто-смолистых и парафиновых компонентов из смеси и увеличивают их прочность. Поэтому точнее было бы говорить в целом о

влиянии на продолжительность работы насоса механических примесей скважинного и наземного происхождения. Эксперименты показывают, что в скважинах, склонных к парафинообразованию и содержащих в продукции механические взвеси, количество активно работающих отверстий уменьшается на 30% через 30-50 дней. С таким фильтром насос работает ещё столько же времени, если этот период можно назвать нормальной работой насоса. Коэффициент подачи насоса снижается до 0,1-0,2.

Что представляют собой механические примеси, содержащиеся в добываемой продукции? Их качественный и количественный состав определяется характеристикой продуктивного пласта, технологией его разработки, а также организационными причинами. Причём последние могут занимать далеко не последнее место. Продуктивные пласты некоторых месторождений сложены слабосцементированными породами, разрушение которых стимулируется процессом отбора. Накапливаясь в призабойной зоне и в скважине, продукты разрушения ведут к снижению производительности скважины, ускоряют износ оборудования и его отказ. Попадание мехпримесей в скважины этой группы происходит по следующим причинам:

- глушение скважин глинистым раствором, содержащим твёрдые, не образующие геля, примеси (песок, барит и др.);
- промывки скважин недостаточно очищенными тяжёлыми жидкостями;
- спуск в скважину загрязнённого оборудования.

Распространённым является многократное использование без промывок автоцистерн для перевозки тяжёлых жидкостей, применение их для других целей без последующей очистки; отсутствие надёжных мостков для укладки поднятых труб и штанг, исключаящих контакт с поверхностью земли.

2.7. Эксплуатация обводнённых скважин

Влияние обводнённости скважин на процессы подъёма жидкости УШГН проявляется несколькими способами. Во-первых, появление воды ведёт к образованию водонефтяных эмульсий, свойства которых значительно отличаются от

свойств компонентов, образовавших её – нефти и воды. Во-вторых, пластовая вода, содержащая в виде раствора большое количество солей, обладает высокой агрессивной активностью, это ведёт к ускорению коррозионных процессов в цилиндре насоса, штангах и трубах. Кроме того, при определённом давлении и температуре соли выпадают из раствора, откладываются на узлах насоса и вызывают заклинивание плунжера в цилиндре или утечки в клапанах.

Парафинообразование является наиболее частым осложнением в добыче нефти. К настоящему времени разработаны десятки технологий и технических решений для борьбы с этим осложнением. Считалось, что обводнение скважин уменьшает интенсивность парафинообразования. Многие нефтегазодобывающие предприятия, видимо руководствуясь этой досылкой, в последние годы не только не развивали достижения в области борьбы с парафиновыми осложнениями, но вернулись к использованию ручных лебёдок и раздвижных скребков, применяемых на первом этапе. Как же влияет обводнение скважин на парафинообразование? На этот счёт единого мнения у исследователей нет. Существует гипотеза, по которой глобулы воды абсорбируют на своей поверхности асфальто-смолистые вещества, которые прилипают к стенке трубы. Процесс может усиливаться за счёт присутствия в жидкости механических примесей. По данным, полученным «Туймазанефть», даже в скважинах, дающих нефть с водосодержанием 80%, наблюдается интенсивное отложение парафина. Весьма существенным является тот факт, что появление воды ведёт к образованию эмульсий, которые изменяют свойства жидкостей, а именно её вязкость, что само по себе является большим осложнением. Оболочки глобул водонефтяных эмульсий бронируются асфальто-смолистыми соединениями, механическими примесями, соединяются в конгломераты и становятся весьма трудными для разрушения. В таблице 3 приведена характеристика скважин по обводнённости.

Таблица 3 – Характеристика скважин по обводнённости

Добыча нефти, тонн/сут.	Количество скважин	Распределение скважин по обводнённости, %					
		безводн.	до 2	2-20	21-50	51-90	91
1	2	3	4	5	6	7	8
до 1	724	19	16	139	128	241	181
1-5	604	–	11	258	176	154	5
6-10	66	–	1	42	22	1	–
11-20	22	–	–	14	8	–	–
21-30	2	–	–	2	–	–	–
итого	1418	19	28	455	334	396	286

3. Мероприятия по совершенствованию техники и

технологии

3.1. Описание технологического процесса

3.1.1. Методы борьбы с АСПО

Как уже ранее было отмечено, масса колонны штанг с отложившимся парафином увеличивается в среднем на 600кг (средняя величина отложений – 5мм, глубина подвески насоса 1000м, плотность парафина 900кг/м³), парафинообразование также приводило к заклиниванию плунжера в цилиндре, увеличению нагрузок на трение штанг, всё это увеличивает нагрузки на колонну штанг с последующим их обрывом.

Несмотря на достаточно широкий арсенал современных методов, применение таких «архаичных» методов, как пропарка, скрепки, штанговращатели, покрытия различного рода всё ещё применяются и не безуспешно. Каждый из старых методов имеет свои недостатки, но в определённых условиях они могут иметь положительный результат. Механический способ борьбы с парафином относится к наиболее ранним, и вследствие простоты и доступности осуществле-

ния он применяется и в настоящее время. В НГДУ «Гуймазанефть» с ещё 1998 года на смену фигурным и пластичным скребкам, которые применялись с 1950 года, пришёл относительно новый вид скребков – скребки-центраторы или скребки-завихрители. Скребки-завихрители применяются для предотвращения отложений парафина в насосных трубах, для уменьшения истирания насосных штанг в искривленных скважинах, а также в скважинах, выделяющих вместе с нефтью песок; во время перерыва в работе насосной установки, песок оседает в насосных трубах и в насосе над плунжером, в результате него при пуске установки заклинивает плунжер. В скважинах с обильным содержанием песка в жидкости песок выпадает из неё и во время работы установки. Если скважины оборудованы вставным насосом, условия выноса песка восходящим потоком жидкости в насосных трубах ухудшаются из-за большого диаметра насосных труб, в результате чего песок оседает над насосом.

Скребки представляют собой болванку диаметром несколько меньше диаметра насосных труб со спиральными проточными канавками на наружной поверхности для пропуска жидкости. Скребки-завихрители устанавливаются на колонне штанг по 2-3 скребка на штанге. Во время движения штанг со скребками-завихрителями вверх и вниз в насосных трубах создаётся завихрение струи, увеличивается скорость её у стенок труб, что предотвращает оседание песка над насосом. При остановке станка-качалки песок, находящийся в жидкости, оседает на верхних торцовых площадках скребков-завихрителей, а не на плунжере насоса. Обычно пуск в работу после остановки насосной установки, оборудованной скребками, происходит без осложнений. Они изготавливаются из полиамида и навариваются на штанги. Преимуществом данных скребков является то, что они имеют небольшой вес по сравнению с пластичными скребками. Полиамидные волокна обладают высокой прочностью, износостойкостью сопротивлению ударным нагрузкам, твёрдостью, устойчивостью к химическим реагентам, низким коэффициентом трения. Максимальная рабочая температура 80-150°C. При применении скребков-закрепителей обязательным условием является постоянная работа штанговращателей.

3.1.2. Методы борьбы с механическими примесями

Рассмотрим некоторые технологии и устройства для борьбы с механическими примесями. Одним из видов является крепление призабойной зоны. К настоящему времени разработаны несколько видов породокрепящих агентов и технологий крепления, которые апробированы с положительным результатом на нефтяных месторождениях. Среди них – закачка смоло-песчаной смеси, состоящей из гранулированного песка фракций 0,4-0,8 мм в количестве до 200 г/л и водорастворимых смол ТСД-9, ТС-10, СФЖ-3012. В результате проведённых операций удаётся предотвратить разрушение пласта и образование песчаных пробок и добиться нормальной работы скважины в течение 1-12 месяцев. Указанная технология, а также другие, призванные обеспечить крепление пород, перед широким применением на конкретном месторождении должны быть отработаны для выбора требуемых параметров технологии.

Рассмотрим применение забойных фильтров. Этот способ предполагает установку на забоях скважин автономных фильтров или фильтров, крепящихся к насосно-компрессорным трубам. Конструкции фильтров отличаются разнообразием: используются и трубы из металла и пластмассы со щелями и отверстиями определённого размера; применяются трубы с фильтрующими элементами, представленными песчано-графитной смесью определённых фракций. В скважинах, вынос механических примесей из которых не носит аварийного характера, можно обеспечить нормальную работу оборудования комплексом профилактических мероприятий. Отдельные из них, такие как подлив жидкости в затрубное пространство или промывка, общеизвестны и широко применяются. Однако следует сказать, что эта «старая» технология может быть улучшена добавкой в промывочную жидкость поверхностно-активных веществ, повышающие подъёмную силу промывочной жидкости – воды. Кроме того, качество промывки может быть повышено постоянным контролем за содержанием мехпримесей в процессе работы, чего в настоящее время в большинстве случаев не делают. Препятствует осаждению мехпримесей увеличение скорости движения жидкости в подъёмном канале, которое достигается уменьшением диаметра труб

(например, применение полых штанг) или подачей в затрубное пространство некоторого объема жидкости. Защита штанговых насосов от воздействия механических примесей производится с помощью различных приспособлений, среди них песочные якоря различных конструкций, скребки-завихрители, противопесочные конусы.

3.2. Применяемое оборудование и материалы

3.2.1. Всасывающий клапан штангового насоса

В настоящее время в скважинных штанговых насосах применяют клапаны, включающие в себя шариковое запорное устройство и седло со сферической фаской. Недостатками этой конструкции являются:

- небольшой диаметр проходного отверстия;
- большие гидравлические сопротивления при откачке высоковязких жидкостей;
- значительные утечки при работе в наклонных скважинах.

Наблюдается также и запаздывание закрытия всасывающего клапана при ходе плунжера вниз, что приводит к значительным утечкам жидкости. Это наиболее актуально для наклонных скважин, где процесс посадки запорного органа делится на два этапа: шар опускается на угол между образующей и фаской седла клапана, а затем на гнездо. При этом коэффициент подачи уменьшается. Таким образом, всасывающий клапан шарикового типа не является удовлетворительной конструкцией при эксплуатации наклонных скважин и скважин, дающих вязкую жидкость. Последних в настоящее время подавляющее большинство из-за прогрессирующего обводнения скважин.

В связи с этим была разработана конструкция нового всасывающего клапана, принципиальным отличием которого является использование тарелки вместо шарового запорного элемента. Это позволило увеличить диаметр проходного сечения клапана в 3,27 раза. Отношение площадей входного отверстия и цилиндра составляет для насоса типа НСН-44 1,6, а для НСН-57 1,0, в то время как для насосов этих типов с шаровым клапаном соответственно 4,6 и 5,0.

Расчётами установлено, что потери напора при применении такого клапана уменьшаются в 10,8 раз по сравнению с серийным. Использование направляющей втулки позволило придать запорному органу не планетарное движение, а строго возвратно-поступательное. Точность посадки тарелки избавит седло от усталостных напряжений оси и сконцентрированных ударов запорного органа. Наличие направляющей втулки также уменьшит утечки при работе в наклонных скважинах. Применение новой конструкции всасывающего клапана в насосах, эксплуатирующих наклонные скважины, и при откачке высоковязкой жидкости увеличивает его КПД и подачу. Простота конструкции даёт возможность изготовления клапана в промышленных мастерских. В таблице 4 приведены данные работы скважины №1462.

Таблица 4 – Данные работы скважины №1462

№№ n/n	Показатели	До внедрения	После внедрения
1	Тип насоса	НСН-43	НСН-43
2	Глубина подвески	1156	1156
3	Длина хода, м	2,5	2,5
4	Число ходов, мин. ⁻¹	5,5	5,5
5	Дебит жидкости, м ³ /сут	11,7	18,6
6	Дебит нефти, тонн/сут.	6,1	8,2
7	Обводнённость, %	42	53
8	Динамический уровень, м	870	890
9	Коэффициент подачи	0,39	0,63

Из таблицы 4 видно, что коэффициент подачи увеличился с 0,39 до 0,63, также увеличился дебит нефти – с 6,1 до 8,2 тонн/сут. Отсюда можно сделать вывод о целесообразности использования тарельчатого клапана. Рост дебита произошёл вследствие увеличения сечения отверстия в седле всасывающего клапана, снижения гидравлических потерь и, как следствие этого, увеличения коэффициента подачи насоса.

3.2.2. Технология ввода химических реагентов в скважину

Технологии подачи реагентов различаются по принципу подачи в скважину на:

- залповые (или разовый метод);
- подача в затрубное пространство;
- подача на приём скважинному насосу.

Технология залповой подачи реагента проста и состоит в приготовлении раствора различной концентрации на основе пресной воды, доставке его автоцистерной к скважине и задавке насосным агрегатом в пласт. В качестве буферной жидкости используют пластовую воду, реже – нефть. Задавка осуществляется через насосно-компрессорные трубы при поднятом насосе или через затрубное пространство. В последнем случае следует соблюдать ограничения, связанные с допустимым давлением на обсадную колонну. Подготовка скважины заключается в очистке её от песка, механических примесей, продуктов коррозии и парафина. На устье монтируют оборудование, агрегаты и другие технические средства и спрессовывают трубопроводы.

Порядок операций при залповой задавке реагента следующий:

- 1) из скважины поднимают подземное оборудование;
- 2) эксплуатационную колонну шаблонируют до забоя;
- 3) промывают забой;
- 4) в скважину спускают трубы с пакером и устанавливают последний на 15-20м выше верхних отверстий интервала перфорации;
- 5) готовят раствор химреагента и закачивают его в НКТ, а затем буферной жидкостью продавливают в пласт, исходя из расчётного объёма.

При дозированной подаче в затрубное пространство следует иметь в виду, что химреагент попадает в среду, состоящую из газа, нефти, воды, как в виде отдельных фаз, так и диспергированных друг в друге. Кроме того, эксплуатационная колонна покрыта отложениями смол, парафинов, асфальтенов, солей, продуктами коррозии и механическими примесями. В затрубном пространстве поддерживается давление, достигающее нескольких мегапаскаль и возможно пере-

мещение столба жидкости. По условиям эксплуатации насос должен быть погружен под динамический уровень на величину, которая может составлять несколько сот метров. Дозированная подача химреагента в затрубное пространство по технологии является циклической, а по объёму – капельной. В любом случае, даже если сослаться на среднюю дозу при залповом методе подачи, можно говорить о граммах на 1 м^3 жидкости. Движение химреагента в описанных условиях затруднено, в первую очередь, гидравлически. Являясь по природе активным деэмульгатором, химреагент контактирует со средой, разрушая присутствующую там эмульсию. Идёт процесс деэмульсации, который из-за значительного столба жидкости и стойкости мелкодисперсной смеси также затруднён. Из-за наклонного положения стволов скважин химреагент перемещается по нижней образующей колонны, встречая препятствие в виде различных отложений и воздействуя на них.

Таким образом:

- поступление химреагента к приёму насоса происходит через время, зависящее от глубины подвески насоса и его погружения под уровень; именно этим объясняется разрыв во времени начала дозировки и увеличения коэффициента подачи насоса;
- капельный характер подачи химреагента в затрубное пространство не приводит к эффекту, поэтому следует увеличивать дозу химреагента до 1-2 кг на 1 м^3 жидкости;
- циклический характер подачи насоса объясняется накоплением химреагента в динамическом столбе и его перемещением к приёму насоса после образования критической массы.

В результате исследований были сделаны следующие выводы:

- положительное влияние химреагента на подачу насоса начинается после некоторого времени дозирования, причём чем больше величина погружения насоса под уровень жидкости, тем позднее зафиксирован эффект;
- увеличение подачи насоса происходит при стабильной во времени дозировке химреагента.

4. Заключение

Проанализировав промысловый материал, можно сделать выводы, что на коэффициент подачи влияет ряд факторов, такие как: кривизна скважины, повышенное содержание механических примесей, обводнённость, парафиносодержание и ряд других факторов. Анализ показал, что для борьбы с парафинообразованием целесообразно применение скребков-центраторов и дегазаторов с принудительной подачей химреагента. При использовании данного метода коэффициент подачи увеличивается и межремонтный период сокращается.

Применение наземных дозаторов и залпового метода не эффективно экономически, а также по технологическим причинам. Метод наземного дозирования может быть осуществлён при наличии специальных реагентов, не меняющих свою характеристику в зависимости от температуры среды.

Использование новой конструкции всасывающего клапана в насосах, эксплуатирующих наклонные скважины, и при откачке высоковязкой жидкости увеличивают его КПД и подачу. Простота конструкции даёт возможность изготовления клапана в промысловых мастерских.

Для эффективности работы скважин с повышенным содержанием механических примесей целесообразно применять следующие методы:

- крепление призабойной зоны;
- применение забойных фильтров и их усовершенствованных модификаций;
- применение технологии ввода химических реагентов в скважину.

Применение методов, их технологии и охрана окружающей среды в совокупности могут дать хороший экономический и экологический результат.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В. Оборудование для добычи нефти. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 182 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1-2.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.

4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Каплан Л.С., Семёнов А.В., Разгоняев Н.Ф. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. – 413 с.
10. Кошелев А.Т., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2015. – 284 с.
11. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
13. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
15. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: 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.
16. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 4. – С. 275-297.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84-86.
18. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых 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: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 3. – С. 124-141.
19. 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: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 2. – С. 53-73.
20. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 34-61.
21. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный

- журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 62-81.
22. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 3. – С. 246-265
23. Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: 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. 144-148.
24. Чернокужичный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1. – С. 124-149.
25. Яковлев А.Л., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, на Сологаевском месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 02; URL: vs.n.esrae.ru/5-22 Режим доступа: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/02/22.PDF>

REFERENCES

1. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V. Oborudovanie dlya dobychi nefi. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2014. – 182 s.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovye otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2011. – Т. 1-2.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 603 s.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2012-2015. – Т. 1-4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013-2014. – Т. 1-4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 576 s.
7. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Osvoennya naftovih i gazovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
8. Savenok O.V., Kachmar YU.D., YAremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
9. Kaplan L.S., Semyonov A.V., Razgonyaev N.F. Razvitie tekhniki i tekhnologij na Tujmazinskom neftyanom mestorozhdenii. – Ufa: RIC ANK «Bashneft'», 1998. – 413 s.
10. Koshelev A.T., Savenok O.V., Lavrent'ev A.V. Rekonstrukciya i vosstanovlenie skvazhin: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2015. – 284 s.
11. Popov V.V., Tret'yak A.YA., Savenok O.V., Kusov G.V., SHvec V.V. Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah: uchebnoe posobie. – Novocherkassk: Lik, 2017. – 326 s.
12. Savenok O.V. Optimizaciya funkcionirovaniya ekspluatacionnoj tekhniki dlya povysheniya effektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013. – 336 s.
13. Savenok O.V. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 203 s.

14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka nefityanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
15. Aleksandrov A.N., Rogachyov M.K. Povyszenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin elektrocentrobezhnyimi nasosami v usloviyah obrazovaniya asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Izdatel'skij Dom – YUg, 2017. – T. 2: Razrabotka nefityanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 14-19.
16. Ahriev K.R., Savenok O.V., YAKovlev A.L. Analiz effektivnosti primeneniya ustanovok elektrocentrobezhnyh nasosov na Novo-Pokurskom nefityanom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 4. – S. 275-297.
17. Berezovskij D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Razrabotka fiziko-himicheskikh modelej i metodov prognozirovaniya sostoyaniya porod-kollektorov // Ezhemesyachnyj nauchno-tekhnicheskij i proizvodstvennyj zhurnal «Nefityanoje hozyajstvo». – M.: ZAO «Izdatel'stvo «Nefityanoje hozyajstvo», 2014. – № 9. – C. 84-86.
18. Berezovskij D.A., Samojlov A.S., Bashardust Mohammad Daud. Analiz raboty skvazhin, oslozhnyonnyh formirovanijem asfal'to-smolo-parafinovyh otlozhenij na primere Matrosovskogo mestorozhdeniya, i razrabotka rekomendacij po primeneniyu metodov bor'by s ASPO // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 3. – S. 124-141.
19. Berezovskij D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Meropriyatiya po bor'be s ASPO v dobyvayushchih skvazhinah, oborudovannyh SHSNU, na Stepanovskom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – № 2. – S. 53-73.
20. Borovik O.V., Savenok O.V. Analiz effektivnosti raboty UECN na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo kraja // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 2. – S. 34-61.
21. Borovik O.V., Savenok O.V. Analiz primeneniya sistemy bajpasirovaniya Y-Tool dlya issledovaniya pod dejstvuyushchej UECN na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo kraja // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 2. – S. 62-81.
22. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analiz optimizatsii tekhnologicheskikh rezhimov skvazhin mekhanizirovannogo fonda na Talinskom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – № 3. – S. 246-265
23. Gribennikov O.A., SHumaher M.YU., Rud' O.N. Vopros optimizatsii raboty UECN na primere Bobrovskogo mestorozhdeniya «Orenburgneft'» // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Izdatel'skij Dom – YUg, 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka nefityanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 144-148.
24. CHernoknizhnyj D.V., Savenok O.V. Optimizatsiya raboty ustanovok elektrocentrobezhnyh nasosov na Pervomajskom nefityanom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – № 1. – S. 124-149.
25. YAKovlev A.L., Kumbe Edson Leonel Vitorinu. Analiz raboty fonda skvazhin, oborudovannyh UECN, na Sologaevskom mestorozhdenii // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programmirovaniya. – 2018. – № 02; URL: vs.n.esrae.ru/5-22 Rezhim dostupa: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/02/22.PDF>

PARAFFIN CONTROL MEASURES IN WELLS OPERATED BY INSTALLATION OF SUCKER ROD PUMP

Berezovskiy¹ D. A., Kusov² G. V.

*¹The Branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management, daberezovskiy-gaz@rambler.ru*

²North-Caucasian Federal University

Oil production by installation of sucker rod pump remains today a widely used method. Even the creation of a whole series of rodless pumps of various types did not displace this method from the arsenal of technical means of oil production. Due to continuous improvement, installation of sucker rod pump currently remain simple, fairly reliable, economically acceptable and competitive equipment. However, the reserves in improving the technical and economic indicators of this method of extraction are not all realized. The article discusses modern technologies for the control of paraffin deposits in wells operated by the installation of sucker rod pump, on the example of oil and gas production management «Tuymazaneft».

Keywords: dynamics and state of development of the field; analysis of development indicators and analysis of well stock; modern technologies of enhanced oil recovery; operation of inclined wells with sucker-rod pumps; operation of wells with a high content of mechanical impurities; operation of flooded wells; events to improve technology and technology.