

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

*И.А.Пахлян<sup>1)</sup>, С.В. Сачков<sup>2)</sup>, А.Ю. Спорников<sup>3)</sup>*

1) к.т.н., доцент кафедры МОНГП АМТИ (филиала) ФГБОУ ВО «КубГТУ», г. Армавир, Россия, [pachlyan@mail.ru](mailto:pachlyan@mail.ru)

2) студент кафедры МОНГП АМТИ (филиала) ФГБОУ ВО «КубГТУ», г. Армавир, Россия, [eminem725677@mail.ru](mailto:eminem725677@mail.ru)

3) студент кафедры МОНГП АМТИ (филиала) ФГБОУ ВО «КубГТУ», г. Армавир, Россия, [spornikoff@bk.ru](mailto:spornikoff@bk.ru)

**Аннотация:** в статье проанализированы факторы, которые влияют и осложняют эксплуатацию скважин; представлены методы по увеличению дебита скважин

**Ключевые слова:** скважина, пласт, продуктивность, затраты, устранение, депарафинизация, хвостовик, ремонт.

## RECOMMENDATIONS FOR THE PREVENTION AND CONTROL OF COMPLICATIONS IN THE OPERATION OF WELLS

*Irina A.Pahlyan<sup>1)</sup>, Stanislav V.Sachkov<sup>2)</sup>, Anton U.Spornikov<sup>3)</sup>*

1) Ph. D., associate Professor, Armavir Institute of Mechanics and Technology (branch) of Federal State Budgetary Institution of Higher Education “Kuban State Technological University”, city of Armavir, Russia, [pachlyan@mail.ru](mailto:pachlyan@mail.ru)

2) the student Armavir Institute of Mechanics and Technology (branch) of Federal State Budgetary Institution of Higher Education “Kuban State Technological University”, city of Armavir, Russia, [eminem725677@mail.ru](mailto:eminem725677@mail.ru)

3) the student Armavir Institute of Mechanics and Technology (branch) of Federal State Budgetary Institution of Higher Education “Kuban State Technological University”, city of Armavir, Russia, [spornikoff@bk.ru](mailto:spornikoff@bk.ru)

**Abstract:** the article analyzes the factors that influence and complicate the operation of wells; presented methods to increase well production

**Key words:** well, reservoir, productivity, costs, elimination, dewaxing, shank, repair.

Основными факторами, которые осложняют эксплуатацию скважин на многих месторождениях, в том числе и на Ключевом месторождении,

являются низкая продуктивность скважин, значительный износ наземного и внутрискважинного оборудования, вынос песка и наличие в продукции смоло-асфальтовых веществ.

Главным риском при эксплуатации скважин является низкая продуктивность. Поэтому авторами было выявлено, что для получения проектных дебитов потребуются проведения ГТМ, направленных на увеличение фильтрационно-емкостных свойств призабойных зон скважин. С этой целью в дополнение к традиционным методам рекомендуется апробация электрогидроимпульсного воздействия.

Расчёт потенциала скважин свидетельствует, что за счёт стимуляции коэффициент продуктивности в среднем увеличится с  $0,28 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{ат}$  до  $0,71 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{ат}$ .

Треть всех ремонтов (33%) связана со сменой глубинных насосов. Причины столь большого процента ремонтов данного вида обусловлены, в основном, организационно-техническими факторами, а именно:

- использованием глубинных насосов с низким ресурсом;
- некачественным производством ремонтных работ;
- неудовлетворительным выполнением мероприятий по предотвращению и борьбе с осложнениями.

Учитывая, что стоимость ремонта скважины значительно больше стоимости глубинного насоса, важными мероприятиями, направленными на сокращение затрат, являются: организация входного контроля, исключая спуск в скважины оборудования с низким ресурсом; улучшение условий работы глубинных насосов установкой поднасосных защитных приспособлений (в первую очередь, газовых и газопесочных якорей).

В настоящее время основными защитными приспособлениями являются хвостовики диаметрами 60 мм и длиной от 4 м до 960 м. Цель применения хвостовиков – вынос воды и механических примесей с забоев.

Необходимо отметить, что для успешного выполнения этой функции низ хвостовика должен находиться в пределах интервала перфорации или непосредственно над ним. Иначе хвостовик лишь мешает работе насоса, т. к. свободный газ скапливается в нём и, попадая в насос, срывает его подачу.

Устранение негерметичности НКТ производится в процессе ремонта, что увеличивает его продолжительность и затраты. При этом отбраковка лифтовых труб в процессе подземного ремонта производится визуально или опрессовкой на герметичность, которая позволяет лишь частично выявить изношенные трубы. Ликвидация утечек в подъёмных колоннах заменой нескольких труб производится почти при каждом подземном

ремонте. В обычной практике заменяются только трубы с явно видимыми повреждениями.

Такие методы контроля не достаточны для полной оценки качества тела труб, толщины стенок и состояния резьб. Проблема может быть решена только в заводских условиях.

Одной из причин негерметичности подъёмных колонн является негерметичность резьбовых соединений. Герметичность резьбовых соединений труб зависит от крутящего момента, развиваемого при креплении резьбовых соединений. Недостаточная величина крутящего момента способствует возникновению течи. Чрезмерно большой крутящий момент вызывает преждевременный износ резьбы, числа свинчиваний-развинчиваний, т.е. числа спуско-подъемных операций при подземных ремонтах, применения сертифицированных смазок и уплотнителей для создания герметичности и защиты резьбовых соединений.

Для предохранения труб и штанг от истирания авторы рекомендуют применять протекторы на штангах и штанговращатели.

Основными осложнениями, обусловленными физико-химическими свойствами продукции являются АСПО. Изменение термобарических условий многофазного потока сопровождается разгазированием нефти, резко уменьшающим растворимость в ней асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), что ведет к интенсивному их осаждению на нефтепромысловом оборудовании.

Основным мероприятием, уменьшающим интенсивность этого процесса, является депарафинизация, а именно обработки скважин растворами химреагентов, прокачки скважин горячей нефтью и депарафинизации коллекторов химреагентами. По затратам упомянутые работы сопоставимы с затратами на подземный ремонт скважин. В связи с этим авторы рекомендуют изменить концепцию борьбы с АСПО, приняв на вооружение и механические способы (скребки, скребки-центраторы и т.п.). В то же время нельзя полностью отказываться от химических методов, которые целесообразно проводить собственными силами, не привлекая сторонних организаций.

Кроме того, для месторождения Ключевое рекомендуются технологические методы защиты от АСПО, то есть перевод работы скважин с периодической эксплуатации на постоянную (по возможности), увеличение относительного погружения глубинного насоса и сепарация газа у приёма насоса. Рекомендуется апробация инновационных технических средств, основанных на эффекте омагничивания лифтируемой продукции (магнитные аппараты типа УМЖ-73, МАС и т.п.).

Для выноса воды с забоев скважин рекомендуется продолжить практику применения хвостовиков, погружая их в район интервалов перфорации.

**Список использованных источников:**

1. Омелянюк М.В. Повышение эффективности кавитационной реанимации скважин // Краснодар 2018.
2. Омелянюк М.В. Очистка гидротехнических сооружений и плавсредств от обрастаний и наслоений // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2008. № 2. С. 23-29.
3. Омелянюк М.В. Интенсификация добычи и увеличение нефтеотдачи пластов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2010. № 1. С. 29-33.
4. Омелянюк М.В. Разработка технологии гидродинамической кавитационной очистки труб от отложений при ремонте скважин // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Краснодар, 2004.