

УДК 622.279.23

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА  
НА ПОЛЕВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**TECHNIQUE AND TECHNOLOGY OF OIL AND GAS PRODUCTION  
ON THE POLEVOYE FIELD**

**Шапков Евгений Николаевич**

студент  
направления подготовки Нефтегазовое дело,  
Ухтинский государственный технический университет  
evg.shapkov@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, профессор  
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и  
газовых месторождений и подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены техника и технология добычи нефти и газа на Полевом нефтяном месторождении, расположенном в Нефтекумском районе Ставропольского края. Всего в эксплуатации перебивало 3 добывающих скважины. По состоянию на 01.01.2019 г. одна скважина ликвидирована, две находятся в консервационном фонде. Накопленная добыча нефти составила 335 тыс. тонн, что составляет 71,8 % извлекаемых запасов. Для полной выработки остаточных извлекаемых запасов нефти необходимо интенсифицировать процесс разработки. Таким образом, назрела острая необходимость в объективной оценке современного состояния разработки, возможных путей выработки остаточных извлекаемых запасов нефти и прогнозе добычи нефти, а также других технологических показателей разработки на заключительной стадии эксплуатации месторождения. Проведён анализ режима разработки залежей; анализ, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин; анализ, требования и рекомендации к системе ППД, подготовке закачиваемых рабочих агентов. Дано обоснование геологических объектов и поглощающих скважин для сброса попутно добываемых вод.

**Ключевые слова:** техника и технология добычи нефти и газа; анализ режима разработки залежей; анализ, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин; анализ, требования и рекомендации к системе ППД, подготовке закачиваемых рабочих агентов; обоснование геологических объектов и поглощающих скважин для сброса попутно добываемых вод.

**Shapkov Evgeny Nikolaevich**

Student,  
Training Direction Oil and Gas Engineering,  
Ukhta State Technical University  
evg.shapkov@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Department of Development and  
Operation of Oil and Gas Fields and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article deals with the technique and technology of oil and gas production on the Polevoye oil field located in the Neftekumsky district of the Stavropol Territory. A total of 3 production wells were in operation. As of 01.01.2019, one well was abandoned, two are in the conservation fund. Cumulative oil production amounted to 335 thousand tons, which is 71.8 % of recoverable reserves. To fully develop the residual recoverable oil reserves, it is necessary to intensify the development process. Thus, there is an urgent need for an objective assessment of the current state of development, possible ways to develop residual recoverable oil reserves and forecast oil production, as well as other technological indicators of development at the final stage of field operation. The analysis of the reservoir development regime was carried out; analysis, requirements and recommendations for the collection system and field preparation of well products; analysis, requirements and recommendations for the reservoir pressure maintenance system, preparation of injected working agents. The substantiation of geological objects and absorption wells for the discharge of produced water is given.

**Keywords:** technique and technology of oil and gas production; analysis of the reservoir development regime; analysis, requirements and recommendations for the collection system and field preparation of well products; analysis, requirements and recommendations for the reservoir pressure maintenance system, preparation of injected working agents; substantiation of geological objects and absorption wells for the discharge of produced water.

**Анализ режимов работы скважин.**

**Рекомендации по борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин**

**Н** а 01.01.2019 г. эксплуатационный фонд Полевого месторождения составляют 3 скважины (№№ 3, 4 и 5). Из них: действующих – две скважины (№№ 3 и 4); в консервации – одна (№ 5).

Скважины №№ 3 и 4 – поисковые; скважина № 5 – разведочная.

Назначение скважин по проекту – нефтяные.

Распределение скважин по эксплуатационным объектам: скважины №№ 3 и 4 – пласт VII J<sub>1</sub>; скважина № 5 – пласт VIII<sub>2</sub>.

**Скважина № 3**

Начальный период работы. Ввод в эксплуатацию в 2003 году фонтанным способом. При ожидаемых средних дебитах нефти нижеюрских отложений 22,2 тонн / сут. начальные дебиты низкие:

- жидкости – 0,07 м<sup>3</sup> / сут.;
- нефти – 0,04 тонн / сут.;
- обводнённость – 43 %.

В 2009 году переведена на механизированную эксплуатацию штанговым глубинно-насосным способом (ШГН).

Основные осложнения: отложения парафина, отсутствие притока жидкости. В результате – частые длительные периоды бездействия.

Текущее состояние – механизированная эксплуатация с применением УЭЦН. Подробные сведения о скважине, оборудовании и показателях работы приведены в таблицах 1 и 2.

**Скважина № 4**

Начальный период работы. Ввод в эксплуатацию в 2013 году фонтанным способом после длительной консервации по окончании бурения (2003 год). Начальные дебиты:

- жидкости – 15,4 тонн / сут.;
- нефти – 13,5 тонн / сут.;
- обводнённость – 12 %.

В 2014 году переведена на механизированную эксплуатацию штанговым глубинно-насосным способом. Осложнения – отложения парафина в НКТ. Текущее состояние – механизированная эксплуатация с применением УЭЦН. Подробные сведения приведены в таблицах 1 и 2.

**Таблица 1** – Сведения о скважинах и об оборудовании скважин по состоянию на 01.01.2019 г.

№ скважины	3	4
Эксплуатационный объект	VII J <sub>1</sub>	VII J <sub>1</sub>
Способ эксплуатации	УЭЦН	УЭЦН
Тип скважины	вертикальная	вертикальная
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	121	118,6
Интервал перфорации, м	3446–3450	3485–3489
Диаметр НКТ, мм	73,00	73,00
Скважинное оборудование		
Тип	ЭЦН 5	ЭЦН 5
Глубина спуска, м	2250	2400
Подача (номинальная), м <sup>3</sup> / сут.	125	30
Напор (номинальный), м	1833	1960

**Таблица 2** – Эксплуатационные показатели скважин на 01.01.2019 г.

№ скважины	3	4
Дебит		
Нефти, тонн / сут.	23	5
Жидкости, м <sup>3</sup> / сут.	38	11
% воды	25	45
Давление		
Пластовое, атм.	330	310
Забойное, атм.	268	199
Буферное, атм.	21	0,8
Затрубное, атм.	6,4	0,5
Динамический уровень, м	1141	1197
Плотность жидкости глушения, г / см <sup>3</sup>	1,01	0,93

### **Скважина № 5**

Начальный период работы. Ввод в эксплуатацию в 2013 году фонтанным способом после длительного освоения (с 2005 года).

Начальные дебиты:

- жидкости – 27,1 м<sup>3</sup> / сут.;
- нефти – 9,5 тонн / сут.;
- обводнёность – 65 %.

В сентябре 2014 года переведена на механизированную эксплуатацию ШГН, а в октябре 2014 года на УЭЦН. Текущее состояние – консервация.

Анализ начального периода работы эксплуатационного фонда Полевого месторождения свидетельствует, что планомерная работа с фондом скважин не велась. Этот факт подтверждается:

- чрезмерно длительными периодами освоения (несколько лет);
- продолжительными простоями по поводу запарафинивания НКТ (вплоть до консервации);
- низкими дебитами (вплоть до отсутствия притока);
- логически труднообъяснимым переводом скважины с одного механизированного вида добычи на другой в течение двух месяцев (ШГН на ЭЦН).

Как видно из таблицы 2, дебит нефти скважины № 3 в настоящее время именно такой, какой был обоснован четырёхкратным исследованием пластовых проб перед вводом её в эксплуатацию, что свидетельствует о некачественном освоении после бурения.

Из таблиц 1 и 2 следует, что скважины относятся к категории глубоких, а низкие текущие динамические уровни требуют спуска насосов на большие глубины. При вертикальном типе скважин это не должно создавать особых осложнений в работе ЭЦН. Однако МРП работы скважин низок вследствие рисков, обусловленных, в основном, физико-химическими свойствами продукции (АСПВ, соли, мехпримеси, высокая температура).

Дополнительным фактором риска является несоответствие диаметров эксплуатационных колонн скважин габаритам спускаемых насосных агрегатов. Согласно техническим условиям эксплуатации насосных агрегатов габаритной группы 5, диаметр эксплуатационной колонны должен быть не менее 121,7 мм. Как видно из таблицы 1, эксплуатационные колонны (особенно скважины № 4) не удовлетворяют этому условию.

Сопоставление номинальных производительностей установленных ЭЦН с фактическими дебитами свидетельствует о работе ЭЦН в режимах, далёких от оптимальных, а конкретно: в скважине № 3 на 70 %; в скважине № 4 на 63 %.

Кроме того, судя по высокому буферному давлению в скважине № 3, номинальный напор насоса излишне большой.

С целью согласования работы оборудования с работой пласта рекомендуется выполнить подбор и компоновку оборудования по корпоративной программе SubPump 8.50 («Проектирование и анализ скважинных насосных систем»: справочное руководство по программе).

Проверочный расчёт возможности фонтанирования с учётом геолого-промысловых условий, конструкций подъёмников и физико-химических свойств продукции выполнен по методике РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Результаты расчёта свидетельствуют о невозможности фонтанирования скважин с проектными дебитами в систему сбора с линейным давлением 1,5 МПа, принятым на месторождении. Для достижения проектных дебитов необходима механизированная эксплуатация скважин.

Требования, учтённые при выборе вида механизированного способа добычи нефти:

- соответствие производительности рекомендуемого скважинного оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин на весь период разработки;
- соответствие технических условий эксплуатации скважинного оборудования продуктивным характеристикам скважин;
- соответствие требований к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В соответствии с методологическими положениями рекомендуется применение УЭЦН. Основным аргументом в пользу этого решения является принцип нецелесообразности смены механизированного способа эксплуатации на заключительной стадии разработки. Тем более что смена видов механизированной добычи (с ШГН на УЭЦН) произошла всего несколько лет назад (2014 г.).

Рекомендуемый способ добычи обеспечит прогнозные показатели по принятому варианту в течение всего проектного периода.

В качестве рисков необходимо отметить низкую надёжность УЭЦН, обусловленную крайне негативными физико-химическими свойствами продукции; в большинстве случаев, малыми габаритами эксплуатационных колонн, а также недостаточным опытом обслуживающего персонала.

Характерные причины преждевременных отказов УЭЦН:

- отложения солей и АСПВ на рабочих органах ЭЦН;
- механические и температурные повреждения кабелей;
- недостаточный контроль при выводе скважин на режим и эксплуатации (отсутствие телемеханики).

Стабильная работа электроцентробежных насосов на месторождении возможна при проведении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с добычными возможностями скважин, использовании износостойкого и термостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации и выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

В работе рассмотрены три варианта разработки Полевого месторождения. С точки зрения работы эксплуатационного фонда варианты различаются количеством добычных скважин, дебитами, периодами эксплуатации и организационно-техническими мероприятиями. Во всех вариантах ППД не предусматривается.

К применению рекомендуется вариант II, предусматривающий разработку существующим фондом с зарезками в существующих скважинах двух боковых стволов и бурением одной новой скважины.

### **Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования**

Критерии выбора оборудования:

- производительность: обеспечение максимальных отборов жидкости;
- давление: обеспечение безаварийного состояния при работе и остановках;
- коррозионная стойкость: обеспечение долговечности эксплуатации;
- возможность ингибирования: обеспечение удаления АСПО.

Рекомендуемое устьевое и внутрискважинное оборудование:

- устьевые арматуры типа АФК1Э-65-350К1И производства Юго-Камского механического завода;
- насосно-компрессорные трубы 73 × 5,5-К ГОСТ 633-80 Синарского трубного завода или Первоуральского трубного завода;
- станции управления «ЭЛЕКТОН 05» или «Борец 04» с плавным запуском электродвигателя;
- установки электроцентробежных насосов типа УЭЦНМК5 (для скважин с внутренними диаметрами обсадных колонн не менее 121,7 мм), производительностью 30–80 м<sup>3</sup> / сут. и напором от 800 до 2000 м в коррозионно-стойком исполнении, выпускаемые ОАО «Алнас», ЗАО «Новомет-Пермь» или ОАО «Борец»;
- термостойкие: электродвигатели, кабельные линии, гидрозащиты, синтетические масла.

Для подбора и компоновки оборудования рекомендуется программа SubPump 8.50.

Интенсификация добычи потребует увеличения глубин спуска ЭЦН. В связи с этим необходимо учитывать риск воздействия на внутрискважинное оборудование и кабельные линии высоких температур. Ещё одним риском является снижение текущих коэффициентов продуктивности скважин в процессе эксплуатации вследствие ухудшения фильтрационных характеристик призабойных зон. Поэтому для поддержания расчётных показателей разработки необходимо проведение ГТМ, направленных на сохранение продуктивности скважин.

## Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

За 2018 год на скважинах, оборудованных УЭЦН, было произведено 11 ремонтов. Основными причинами остановок является снижение изоляции системы «ПЭД – кабель» (5 отказов), отсутствие подачи (4 отказа) и клин насоса. Средняя наработка ЭЦН за 2018 год составила 71 сут.

Неблагоприятные геолого-промысловые факторы предопределяют осложнения, связанные с наличием мехпримесей, солей, АСПО и свободного газа.

Механические примеси – песок, соли, продукты разрушения коллектора, продукты коррозии, проппант (в конце 2017 и в 2018 году проведено 2 операции ГРП), а также загрязнения с насосно-компрессорных труб – приводят к заклиниванию втулок в направляющих аппаратах и к засорению проточной части рабочего колеса и аппарата. Засорение механическими примесями и солями уменьшает подачу, в результате чего охлаждение ПЭД становится недостаточным и возникает потеря изоляции.

Способы борьбы с механическими примесями:

- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (очистку жидкостей глушения рекомендуется производить в процессе их приготовления);

- замена растворов глушения скважин после ремонтных работ нефтью путём промывки с вымыванием из скважин дисперсных загрязнителей;

- очистка НКТ от АСПО, продуктов коррозии, песка, солей механическим или абразивным методами, дефектоскопия и отбраковка НКТ поднятых в процессе ремонта скважин (рекомендуется организация на трубной базе участка по очистке НКТ, оборудованного специальными стендами очистки, шаблонирования и дефектоскопии; эти мероприятия не только исключают возможность комплектации подъёмных колонн дефектными НКТ, но и уменьшают скорость солеотложения и АСПО);

- применение индивидуальных механических фильтров ЖНШ с центратором (производитель ОАО «Новомет», г. Пермь).

*Отложения солей.* Источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – попутные воды. Пластовые воды месторождения являются концентрированными солевыми растворами. При изменениях термобарических условий соли осаждаются из воды и отлагаются в пласте, на подземном оборудовании, в трубопроводах.

При снижении подачи, интенсивном разгазировании в скважине до приёма насоса и разогреве жидкости в насосном агрегате нарушается равновесное состояние солевого раствора, и создаются условия для выпадения солей.

Наиболее эффективный метод борьбы с солеотложением – применение химических реагентов (ингибиторов солеотложения), которые дозируются в поток или заправляются в призабойную зону скважины. В зависимости от типа солевых отложений используется широкий спектр ингибиторов отечественного производства СНПХ-5312, СНПХ-5313, ПАФ-13А и ингибиторов зарубежных фирм – Servo-367, SP-203, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642, Нарлекс Д54.

Требования, предъявляемые к ингибиторам солеотложения:

- совместимость с минерализованной пластовой водой;

- низкая температура застывания, низкая вязкость, низкая коррозионная активность;

- высокие адсорбционно-десорбционные характеристики, температурная устойчивость, минимальная токсичность;

- индифферентность к химическим реагентам, применяемым в нефтедобыче.

Рекомендуемая технология удаления образовавшихся осадков из рабочих органов ЭЦН – без подъёма скважинного оборудования.

Технология осуществляется закачкой в остановленную скважину композиции, состоящей из 3–5 м<sup>3</sup> 7,5 %-ного раствора соляной кислоты и 0,5 м<sup>3</sup> ингибитора коррозии, с доведением её в насос и последующей выдержкой в течение 2 часов для растворения осадков. Затем осуществляется запуск насоса и переключение устьевых задвижек для направления жидкости обратно в скважину. Перекачка жидкости по замкнутому контуру выполняется из расчёта достижения 1,5–2-кратного объёма скважины. Далее в

затрубное пространство закачивается смесь объёмом  $1 \text{ м}^3$  25 %-ного раствора ингибитора солеотложений, ингибитора коррозии и бактерицида по  $0,5 \text{ м}^3$  каждого.

Эффективность технологии:

- восстановление производительности до 90 %;
- увеличение межочистного периода до 3 месяцев.

Оборудование, необходимое при использовании ингибиторов в жидкой товарной форме: промывочный или цементировочный агрегат; дозировочные устройства типа НД, БР-2,5; УДЭ, УДС; автоцистерны.

Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос больших объёмов реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу.

Перспективным является разработанный и прошедший опытно-промышленные испытания способ защиты от солеотложения и коррозии подземного оборудования, заключающийся в подаче в затрубное пространство скважины ингибирующей композиции в виде мелкодисперсной высокоустойчивой пены. Основными компонентами являются дегазированная нефть, ингибиторы коррозии и солеотложения.

Вспененная композиция длительное время сохраняет свою структуру и защищает подземное оборудование. При медленном разрушении пены происходит длительное и равномерное поступление реагентов в нефть, находящуюся в затрубном пространстве, из которого они направляются на приём насоса. Пену получают пеногенератором с использованием технического азота и закачивают в скважину шестерёнчатым насосом. Период защиты оборудования увеличивается в 2 раза по сравнению с обычными обработками ингибиторами и составляет до 90 сут. При этом расход химических реагентов на одну обработку снижается в 2 раза.

Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на всё расчётное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твёрдой товарной форме. Оптимальная дозировка ингибитора составляет 1-2 г/т попутно добываемой воды. Реагент представляет собой прессованную массу в виде цилиндров, размещённых в контейнере.

Для применения ингибитора в твёрдой товарной форме используется контейнер, изготовленный из НКТ.

*Отложения АСПВ.* Содержание в продукции скважин асфальто-смолопарафиновых веществ предопределяет возможность образования отложений АСПВ во внутрискважинном и наземном оборудовании. АСПО образуются при охлаждении газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти АСПВ вследствие теплообмена через стенки подъёмной и эксплуатационной колонн.

Для борьбы с АСПО рекомендуются химические методы и электропрогрев.

Рекомендуется апробация скважинных магнитоактиваторов (МАС). Воздействие постоянного магнитного поля на молекулы АСПВ и ионы солей, обладающие собственным магнитным моментом, создает условия объёмной кристаллизации твёрдой фазы с выносом мелкодисперсной твёрдой фазы из скважины.

Практика применения МАС на месторождения Тимано-Печорского региона и Татарии, устанавливаемых под приёмом УЭЦН, свидетельствует об увеличении межочистного периода скважин в разы (в зависимости от состава АСПВ и мощности магнитного поля).

*Вредное влияние свободного газа.* Причиной, предопределяющей это осложнение, является высокий газовый фактор продукции. Расчёты, выполненные с использованием специализированного программного обеспечения SubPump 8.1 (IHS Energy Group «Schlumberger»), показывают, что при интенсивной эксплуатации скважин и снижении забойного давления ниже давления насыщения объём свободного газа на приеме УЭЦН будет превышать значение, установленное техническим условием эксплуатации. Известно, что в этом случае возникает нестабильность работы насоса, приводящая к снижению коэффициента подачи или к срыву подачи. Для устранения вредного влияния свободного газа рекомендуются газосепараторы типа МНГБК-ГСЛ5В «Борец», допускающие работу насоса при содержании свободного газа на приеме до 60 %.

В таблице 3 приведены организационно-технические мероприятия по предотвращению осложнений и их периодичность.

**Таблица 3** – Мероприятия по увеличению межремонтного периода работы УЭЦН

Наименование мероприятий	Сроки
Обучение всех работников правилам ведения работ по Технологическому регламенту работ с УЭЦН	ежегодный экзамен
Комиссионные разборы отказов глубинно-насосного оборудования на участках сервисных ремонтных предприятий с составлением актов	постоянно
Паспортизация подвесок для спуска УЭЦН	постоянно
Контроль качества растворов глушения	постоянно
Обеспечение приема ГНО от сервисных ремонтных предприятий с паспортами качества	постоянно
Применение износостойкого оборудования, высокотемпературного кабеля	постоянно
Вывод скважин на режим с замерными агрегатами типа «АСМА», контроль приборами «МИКОН», СУДОС»	ежедневно
Химические промывки растворами кислот рабочих органов насосов	1 раз в 2–3 месяца
Промывка автоцистерн для транспортировки растворов глушения	1 раз в месяц
Глушение скважин с применением омагниченного раствора глушения (МАС)	согласно графика ПРС
Анализ проб на КВЧ по часторемонтируемому фонду	еженедельно
Использование фильтров ЖНШ в осложнённых скважинах	постоянно
Очистка внутренней поверхности НКТ	постоянно
Очистка забоев скважин гидрожелонкой	по результатам ГДИ
Обработка скважин ингибиторами солеотложения	постоянно

### **Анализ, требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин**

Среднесуточная добыча по Полевому месторождению по состоянию на 01.01.2019 г. составляет:

- нефти – 28 тонн / сут.;
- жидкости – 49 м<sup>3</sup> / сут.;
- попутного газа – 3,5 тыс. м<sup>3</sup> / сут.

Продукция от добывающих скважин под устьевым давлением 1,8 МПа по выкидным линиям поступает на гребёнку групповой установки, затем нефтегазовая смесь поступает по нефтепроводу на ЦПС Зимняя Ставка, где осуществляется первичная подготовка нефти. Частично обезвоженная и дегазированная нефть по межпромысловому нефтепроводу поступает на ЦППН (г. Нефтекумск), где осуществляется окончательная подготовка нефти до товарных кондиций в соответствии с требованиями ГОСТ.

ЦПС Зимняя Ставка является объектом предварительного обезвоживания нефти и предназначен для:

- обеспечения непрерывного приема продукции скважин месторождений;
- отбора газа первой степени сепарации, выделившегося в нефтегазосепараторах, очистки его от нефти и капельной жидкости в газосепараторах;
- обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды 10 % и откачки ее в резервуарный парк для дальнейшей подготовки;
- очистки пластовой воды от нефти, мехпримесей и подачи её на КНС для закачки в продуктивные горизонты.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема сбора, транспорта и подготовки продукции скважин.

Описание технологического процесса:

На ЦПС Зимняя Ставка продукция скважин Полевого месторождения совместно с продукцией месторождений Правобережное, Пушкарское, Восточно-Безводненское, Байджановское, Поварковское, Надеждинское, Зимняя Ставка, Русский Хутор Северный, Камышовое (вывоз автоцистернами) и с обводнённостью до 86 % подогревается огневыми подогревателями до 60 °С и с давлением 0,35 МПа поступает на узел сепарации

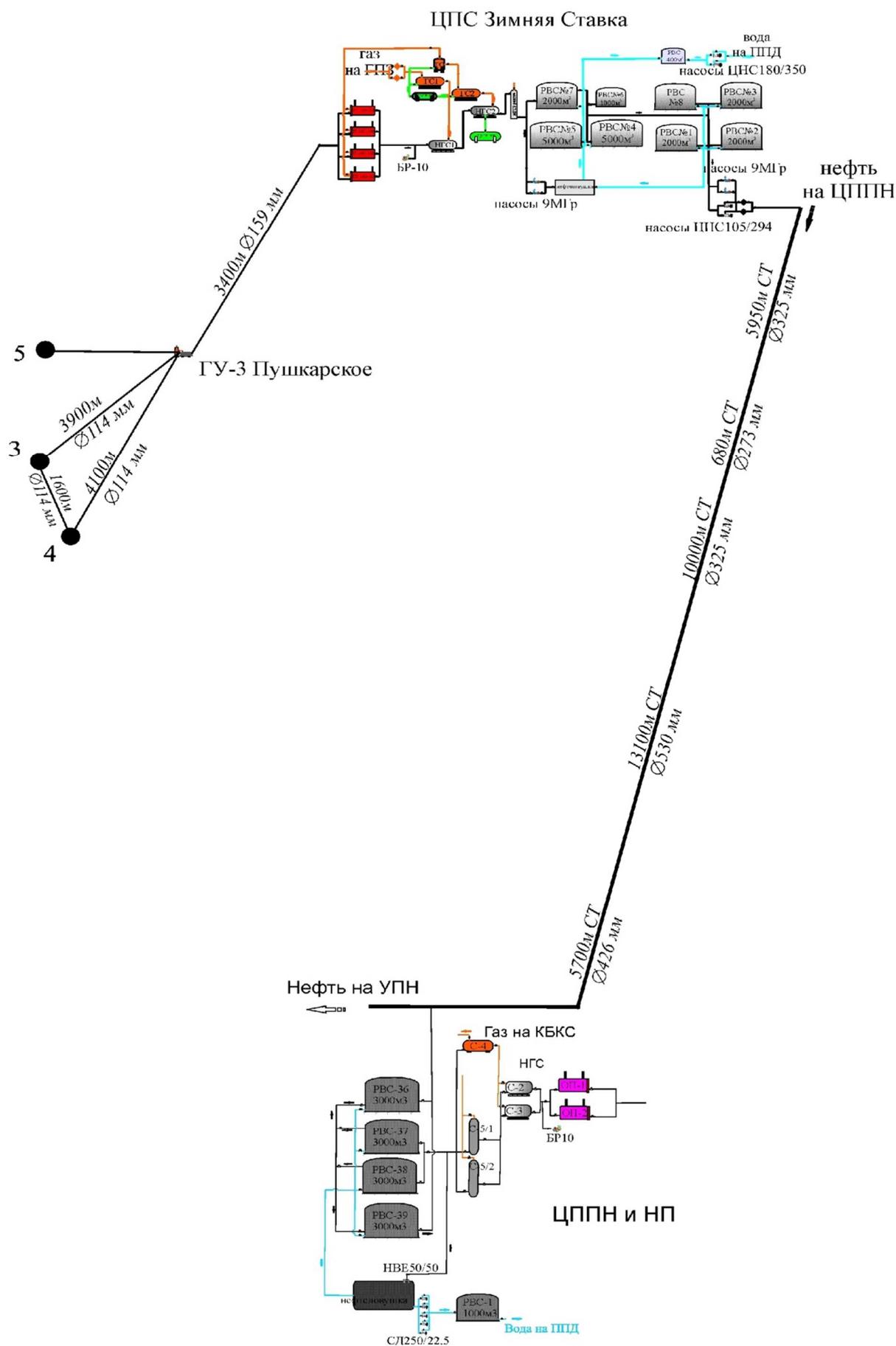


Рисунок 1 – Принципиальная схема сбора, транспорта и подготовки продукции скважин Полевого месторождения

в нефтегазосепараторы. Перед узлом сепарации в жидкость подаётся деэмульгатор СНПХ-4204 дозаторной установкой типа БР-10 из расчёта 200 грамм на тонну обезвоженной нефти. Отсепарированный в нефтегазосепараторах попутный газ поступает в газосепараторы, где происходит улавливание выносимой с газом капельной жидкости (рабочее давление 0,25 МПа). Очищенный от капельной жидкости газ направляется на Нефтекумский ЦППН и ПГ.

Уловленная в газосепараторах нефтесодержащая жидкость сбрасывается в технологическую линию на приём в нефтегазосепаратор последней ступени.

Далее жидкость поступает на концевой нефтегазосепаратор (рабочее давление 0,12 МПа) и после узла сепарации поступает в технологический резервуар № 7 (2000 м<sup>3</sup>) для предварительного обезвоживания. Поступая через лучевой распределитель, эмульсия проходит через слой воды с температурой + 50 °С и нефтяную подушку толщиной до 150 см. Через слив сырая нефть самотёком поступает в сырьевые резервуары № 2 (2000 м<sup>3</sup>) и № 3 (2000 м<sup>3</sup>), из которых после предварительного отстоя периодически насосами откачивается через узлы учёта с остаточной обводнённостью до 10 % в сырьевые резервуары резервуарного парка ЦППН и ПГ (г. Нефтекумск) для дальнейшей подготовки.

Отделившаяся пластовая вода в технологических и сырьевых резервуарах поступает в буферный резервуар для пластовой воды, откуда после отстоя откачивается в систему ППД.

Уровень утилизации газа 92 %, увеличить его возможно при реконструкции 3 ступени сепарации и использовании дожимных компрессоров. Рекомендуемые винтовые компрессоры «ТАКАТ» Казанского компрессорного завода.

Отделившаяся пластовая вода в технологических и сырьевых резервуарах поступает в буферный резервуар для пластовой воды, откуда после отстоя откачивается в систему ППД.

Уровень утилизации газа 92 %, увеличить его возможно при реконструкции 3 ступени сепарации и использовании дожимных компрессоров. Рекомендуемые винтовые компрессоры «ТАКАТ» Казанского компрессорного завода.

Мощность ЦПС достигает 1,5 млн м<sup>3</sup> в год, что существенно превышает ожидаемые объёмы добываемой продукции. Однако вследствие того, что основные сооружения построены более 50 лет назад, требуется подробное обследование, диагностика, последующая частичная замена изношенного и устаревшего оборудования, а также проведение профилактических ремонтов.

Известно, что трубы обычного нефтяного сортамента по ГОСТ 8731-78 из сталей 20; 17Г1С; 09Г2С и аналогов не имеют достаточной стойкости к условиям промышленной эксплуатации, скорость локальной коррозии для условий Полевого месторождения может достигать 0,5 мм / год. При этом в результате фазовой неоднородности и распределения примесей обычным типом коррозии таких труб является язвенный, с глубиной язв до 1,4 от скорости общей коррозии (0,7 мм / год). В итоге уже после 5 лет эксплуатации аварийность трубопроводов резко растёт.

Для защиты выкидных линий скважин до ГУ рекомендуется применить металлопластовые трубы МПТ по ТУ 2290-001-12333095-01 из армированной сталью пластмассы производства ООО «Мелос» (Екатеринбург) или гибкие полимерно-металлические трубы ГПМТ по РД 39-077-91, рекомендованные ВНИИСТ и ИПТЭР для работы в диапазоне температур от – 45 до + 80 °С и рабочем давлении до 4 МПа.

Но всё же наиболее технологичными при эксплуатации являются трубопроводы из углеродистой стали, их эксплуатация возможна только при проведении дополнительных мероприятий по очистке и ингибированию. По опыту эксплуатации трубопроводов на Самотлорском месторождении повышенной коррозионной стойкостью обладают трубы, изготовленные из низкоуглеродистой стали с добавлением хрома (06Х1, 08ХПЧА).

### **Обоснование геологических объектов и поглощающих скважин для сброса попутно добываемых вод**

В соответствии с существующей системой сбора подготовка продукции Полевого месторождения производится на ЦПС Зимняя Ставка, где и осуществляется утилизация воды, которая используется для заводнения горизонтов месторождений Зимняя Ставка и Пушкарское.

## Литература

1. Техничко-экономические показатели разработки нефтяных залежей Полевого месторождения. – Ставрополь : ООО «РН – Ставропольнефтегаз», 2019. – 126 с.
2. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [ и др.] . – Краснодар : Просвещение – Юг, 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
9. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений. – М. : Нефть и газ (ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), 2005. – 448 с.
10. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [ и др.] . – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
11. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [ и др.] . – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
15. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
16. Бурлаков И.А., Гуллий Н.В., Налбандьян Р.Г. Физико-химические свойства нефтей и попутных газов юрских отложений Восточного Ставрополя // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 6. – С. 16–18.
17. Бурлаков И.А., Налбандьян Р.Г., Гуллий Н.В. Физико-химические свойства нефти пермтриасовых отложений Восточного Ставрополя // Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 8. – С. 19–21.
18. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 2. – С. 35–40.
19. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений - коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
20. Гусейнова Н.И. Современные представления об объекте, задачах и методах диагностирования пласта при воздействии на него с целью повышения нефтеотдачи // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 151–155.
21. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 03 (6). – С. 97–120
22. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Механизмы обводнения газовых залежей // Газовая промышленность. – 2008. – № 6 (618). – С. 26–30.
23. Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 189–192.
24. Шапков Е.Н., Шиян С.И., Чуприна Н.Э. Анализ текущего состояния и перспективы доработки Полевого нефтяного месторождения // Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Наука. Новое поколение. Успех» (28 марта 2020 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – С. 222–235.
25. Шапков Е.Н., Савенок О.В. Прогнозирование показателей разработки Полевого нефтяного месторождения на основе анализа методов обобщённых характеристик вытеснения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 1 (85). – С. 22–48.

## References

1. Technical and economic indicators of the development of oil deposits of the Pole field. – Stavropol : RN - Stavropolneftegaz LLC, 2019. – 126 p.
2. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for students of universities / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : Prosveshchenie – Yug, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. The practical course of the discipline «Oil and gas well completion» in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-engineering, 2020. – 244 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-engineering, 2021. – 260 p.
9. Mishchenko I.T., Bravicheva T.B., Ermolaev A.I. The choice of method of operation of wells of oil fields. – M. : Oil and Gas (FSUE Publishing House «Oil and Gas» RSU of Oil and Gas Gubkin), 2005. – 448 p.
10. Geophysical studies and operations in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novochechensk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
11. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. - Novochechensk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V. Optimization of operational equipment functioning to improve the efficiency of oil-field systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in the development of wells. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
15. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: a training manual. – Ukhta : Ukhta State Technical University Publishing House, 2021.
16. Burlakov I.A., Gulliy N.V., Nalbandyan R.G. Physical and chemical properties of oils and associated gases of Jurassic sediments of Eastern Stavropol // Neftepromyshloe Delo. - 1981. - № 6. - C. 16-18.
17. Burlakov I.A., Nalbandyan R.G., Gulliy N.V. Physical and chemical properties of oil of Permian-Triassic deposits of East Stavropol // Neftepromyshloe Delo. – 1982. – № 8. – P. 19–21.
18. Griguletsky V.G. Deposit water encroachment - fundamental issue of the present Russian oil and gas industry // Technologies of the fuel and energy complex. – 2007. – № 2. – P. 35–40.
19. Griguletsky V.G. Field watering – a fundamental issue of modernity of Russian oil and gas business // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
20. Guseinova N.I. Modern views on the object, tasks and methods of reservoir diagnostics in order to increase oil recovery // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 151–155.
21. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of student science of information systems and programming department, 2018. – № 03 (6). – P. 97–120
22. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Mechanisms of watering of gas deposits // Gas Industry. – 2008. – № 6 (618). – P. 26–30.
23. Khayitov O.G. Substantiation of Final Oil Recovery Rate by Multi-Factor Reg-Reason Analysis // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 189–192.
24. Shapkov E.N., Shiyani S.I., Chuprina N.E. Analysis of the current state and prospects of pre-development of the Field oil field // Materials of the International Scientific-Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Science. New Generation. Success» (March 28, 2020, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – P. 222–235.
25. Shapkov E.N., Savenok O.V. Forecasting of Development Indicators of the Field Oil Field Based on the Analysis of Generalized Displacement Characteristics Methods // Science and Technology in the Gas Industry. – 2021. – № 1 (85). – P. 22–48.