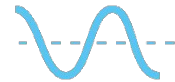




САМАРСКИЙ  
ПОЛИТЕХ  
Опорный университет

Анализ разработки  
пласта А-4  
Уваровского  
месторождения



$\tau$

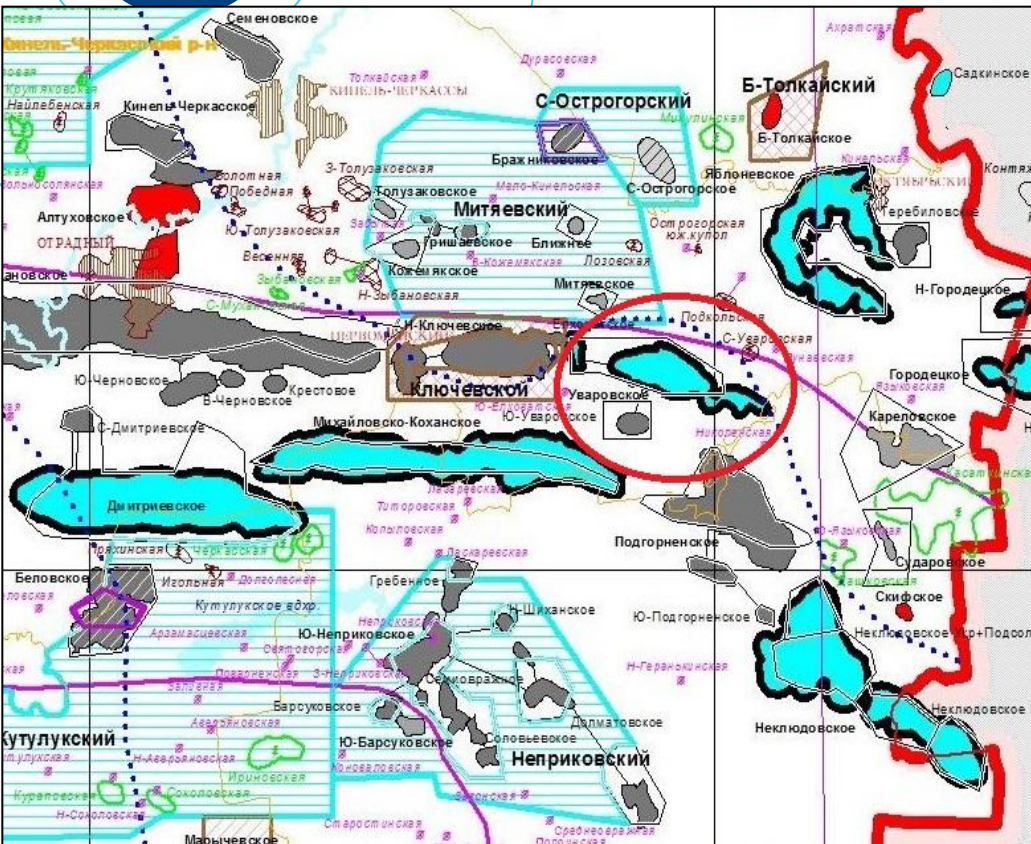
$\pi$

$\chi$

**Выполнил:** студент 4 курса ИЗО ДЗБ группы Несмиянкин Александр Викторович

**Руководитель:** к.б.н., доцент каф. РиЭНиГМ Хохлова Н. Ю.

## Общие сведения о месторождении



В административном отношении Уваровское месторождение расположено в пределах Кинель-Черкасского района Самарской области, в 120 км к востоку от г. Самара.

Ближайшие крупные нефтяные месторождения: Михайловско-Коханское, Подгорненское, Яблоневское, Ново-Ключевское, Мухановское.

Залежь нефти пласта А-4 представленного органогенно-обломочными, прослоями пористыми и трещиноватыми известняками

Залежь размером 4,9×0,9 км, высотой 20,6 м массивного типа. В пласте А-4 выделяется от одного до семи проницаемых пропластков толщиной от 0,4 м до 10,4 м, разделенных плотными прослоями толщиной 0,4 – 4,3 м. Максимальное значение нефтенасыщенной толщины в скв. 236 составляет 17,1 м, минимальное - 1,4 м в скв. 106.

Принятые значения проницаемости 0,214 мкм<sup>2</sup>, пористости 0,16 д.ед, начальной нефтенасыщенности 0,89 д.ед.

## Физико-химические свойства нефти, газа и воды

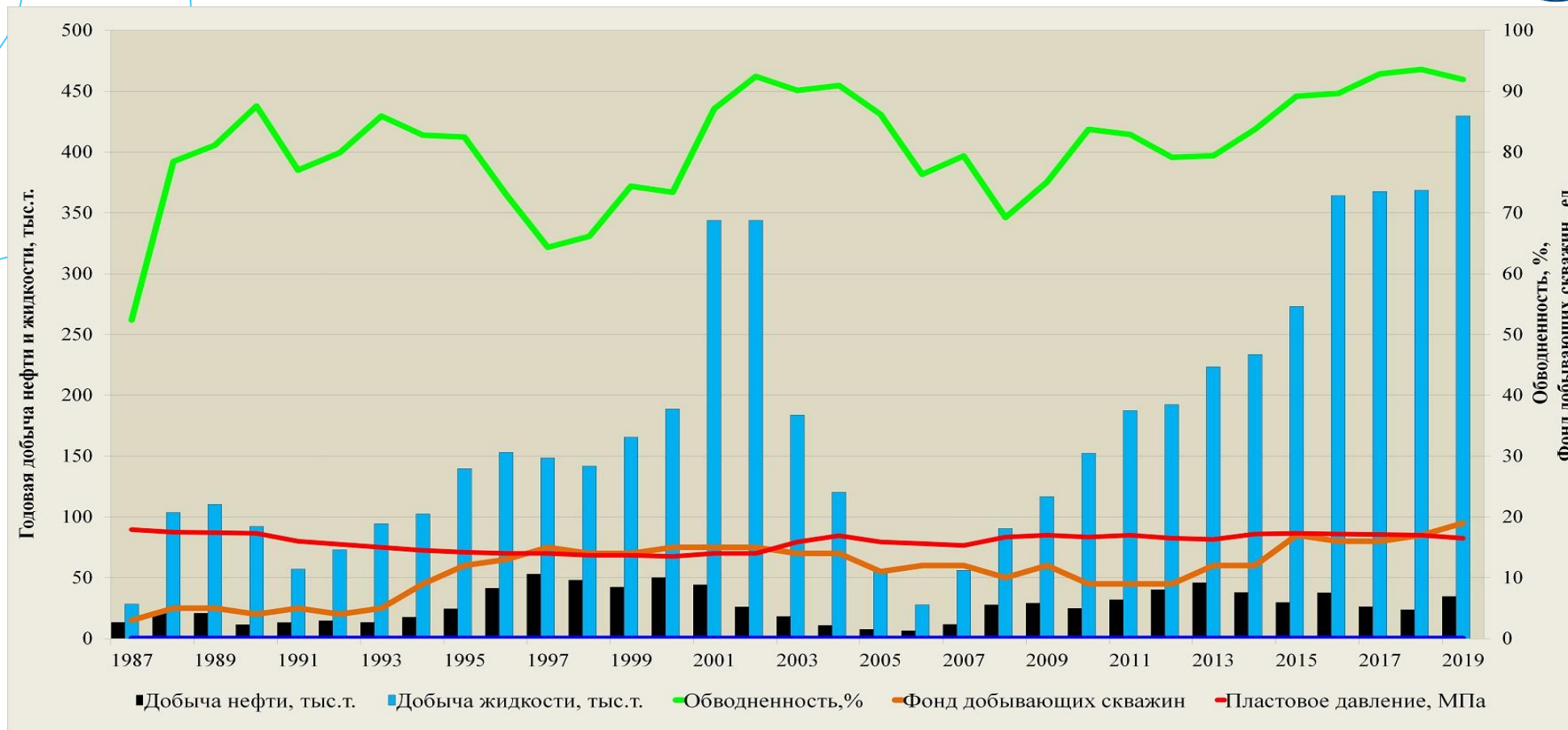


Исследованы четыре глубинные пробы и четыре поверхностные пробы из скважин 52, 151, 152, 157.

Пластовая нефть относится к тяжелым – с плотностью  $878,0 \text{ кг/м}^3$ , повышенной вязкости – с динамической вязкостью  $23,93 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре –  $2,89 \text{ МПа}$ , газосодержание –  $5,1 \text{ м}^3/\text{т}$ .

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы в нефти  $2,63\%$ ), смолистая ( $8,49\%$ ), парафинистая ( $5,87\%$ ).

## Текущее состояние разработки



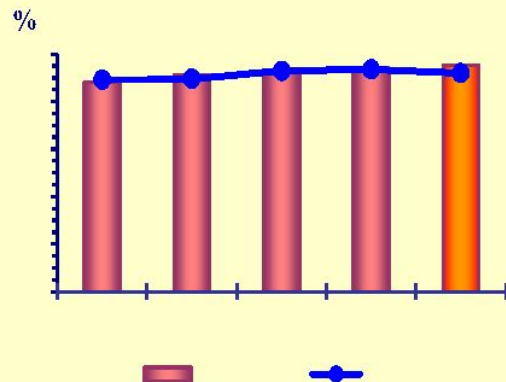
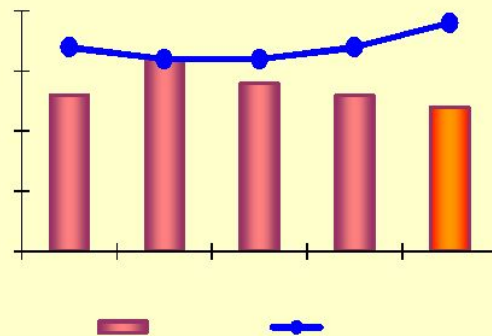
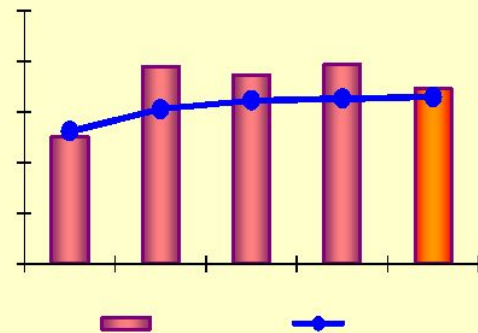
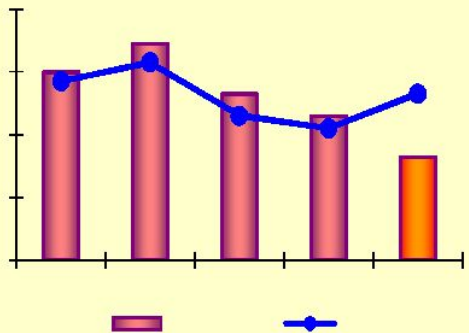
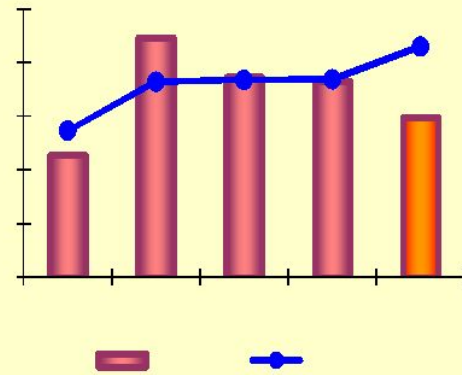
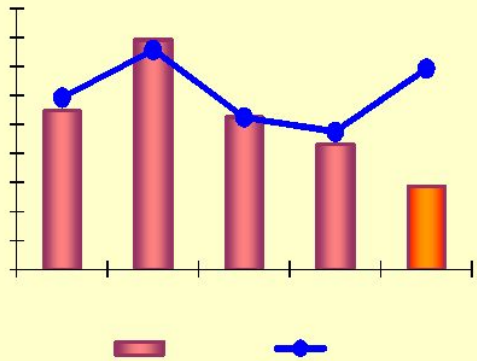
За 2019 год добыча нефти составила 34,6 тыс.т., жидкости 429,8 тыс.т., обводненность 92,0%. Среднесуточный дебит по нефти 5,3 т/сут и 65,9 т/сут по жидкости. Темп отбора НИЗ 3,2%. Добывающий фонд составлял 19 скважин [21].

На 01.01.2020 г. года накопленная добыча нефти составляет 900,9 тыс.т., жидкости 5729,0 тыс.т. Ст. выработки НИЗ 84,1%. Разработка залежи осуществляется на естественном режиме.



## Сравнение проектных и фактических показателей

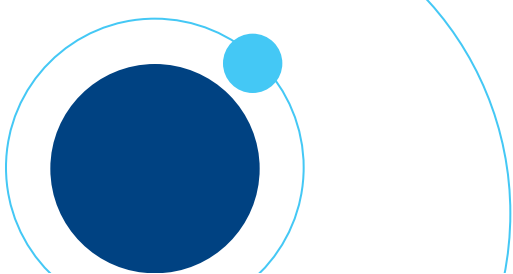
Добыча нефти скважин



Недостижение проектных показателей наблюдается в 2016 и 2017 гг.: в 2016 г. на 1,8 тыс.т. (на 4,5%), в 2017 г. на 0,1 тыс.т. (на 0,4%). Превышение проектных показателей наблюдается в 2015 г. и в 2018-2019 гг.. В 2015 г. фактическая добыча нефти превышала проектную на 2,2 тыс.т (на 8,0%), в 2018 г. – на 2,1 тыс.т (на 9,7%), в 2019 г. – на 20,2 тыс.т (на 140,3%).

Недостижение проектных показателей в 2016-2017 г. объясняется фактическими меньшими дебитами жидкости скважин. По проекту дебит жидкости – 74,5-78,0 т/сут., по факту – 61,1-64,6 т/сут. что обеспечило меньшие дебиты нефти (проект 5,3-6,9 т/сут, факт 4,6-6,3 т/сут).

Действующий добывающий фонд скважин превышал проектные значения в 2014-2015 гг. и 2017-2019 гг. на две – семь скважин, в 2016 г. соответствовал проекту 16 скважин.



## Анализ изменения энергетического состояния залежи



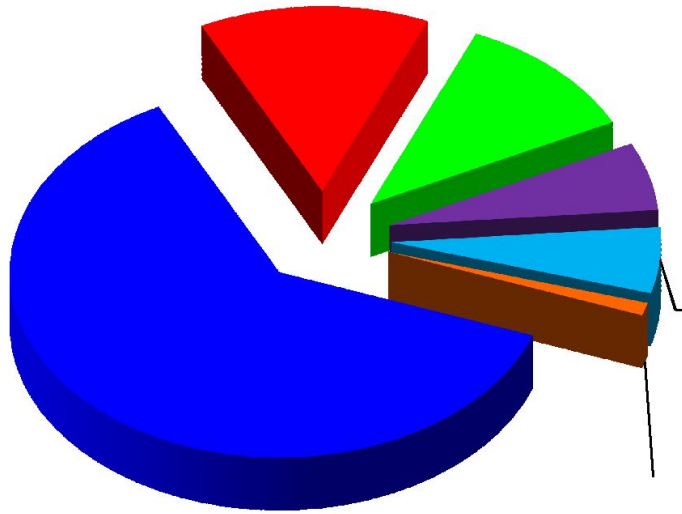
Первоначальное пластовое давление по пласту А-4 составляло 17,9 МПа, давление насыщения 2,84 МПа. Самое низкое пластовое давление отмечалась в 2000 г. - 13,5 МПа при росте отбора жидкости. В дальнейшие годы при сокращении отборов жидкости пластовое давление увеличилось до 17 МПа.

По состоянию на 01.01.2020 г. пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 16,5 МПа. Относительно первоначального пластовое давление снизилось на 1,4 МПа, что говорит о хорошей связи залежи с законтурной водонапорной областью.

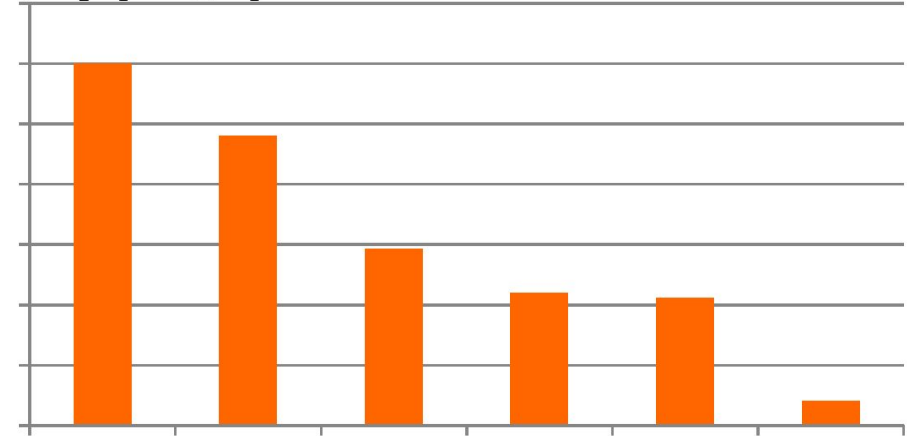
Для дальнейшей выработки запасов нет необходимости в создание системы для поддержания пластового давления путем закачки воды.

## Анализ эффективности ГТМ

ИДН, ВБД



ИДН, ВБД, ОПЗ, РИР, ПП, ППР



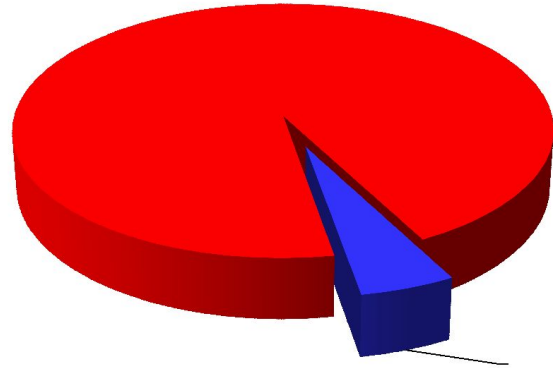
Всего за последние 5 лет проведено 18 геолого-технических мероприятий.

Больше всего было проведено следующих мероприятий: переводы и приобщения (ПП) 6 скв\*опер; ремонтно-изоляционные работы (РИР) 5 скв\*опер и планово-предупредительный ремонт (ППР) 3 скв\*опер. Далее следуют: ввод из бездействия (ВБД), обработка призабойной зоны (ОПЗ) и интенсификация добычи нефти (ИДН) по одной скв\*опер.

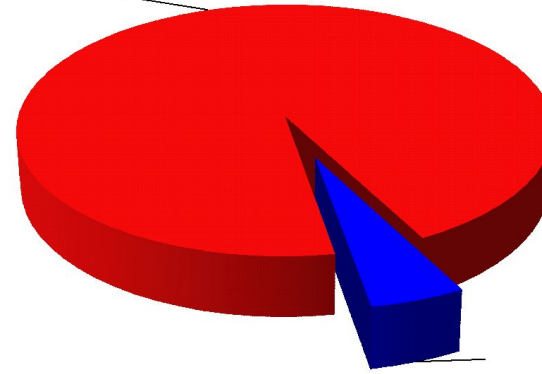
Наибольшая эффективность наблюдается от ПП 12,0 тыс.т.; ППР 2,7 тыс.т., РИР 2,2 тыс.т.; ВБД 1,2 тыс.т.; ОПЗ 1,1 тыс.т.; ИДН 0,2 тыс.т.

## Состояние фонда скважин

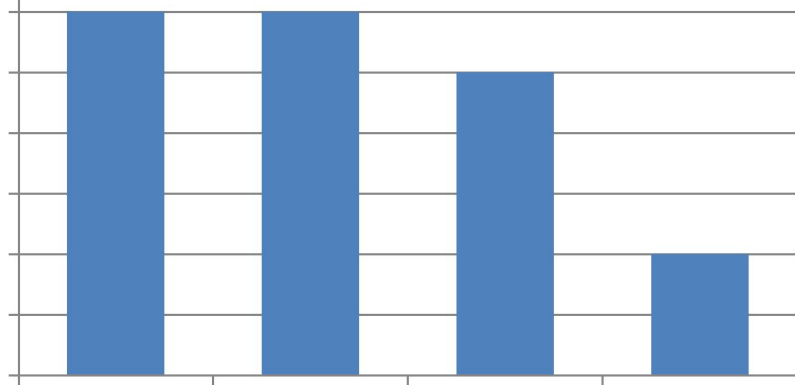
Базисный фонд скважин



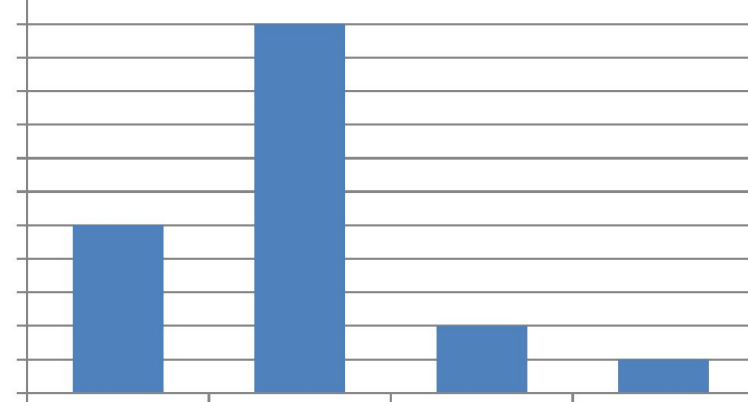
Центральный фонд скважин



Количество скважин, т/сут.

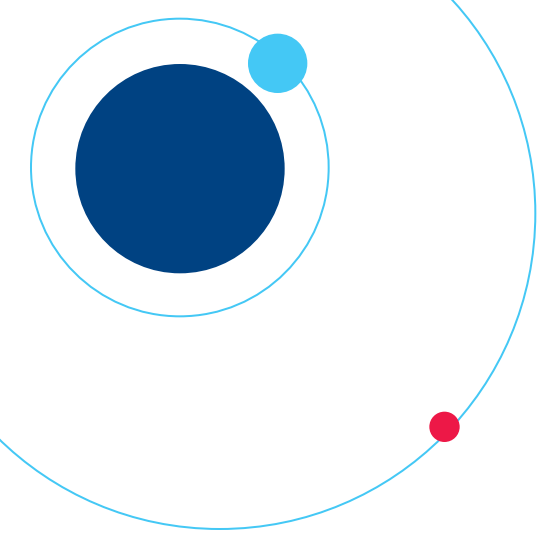


Объем скважинности, м³/сут.

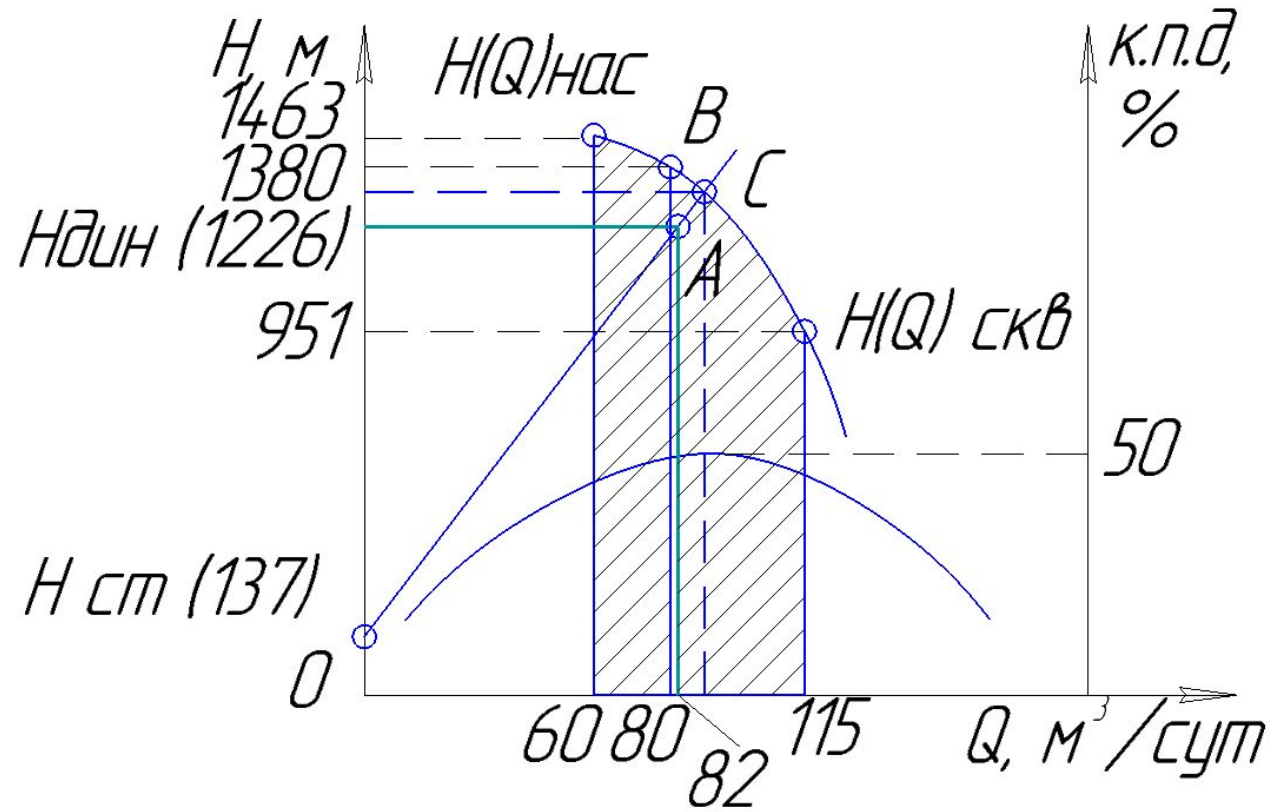




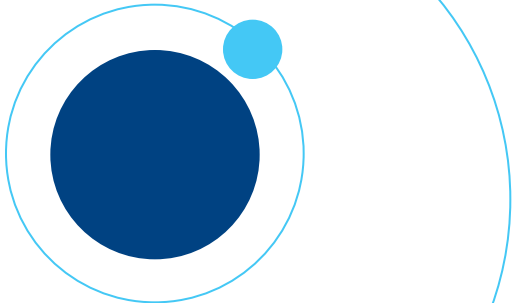




## Расчёт подбора УЭЦН к скважине



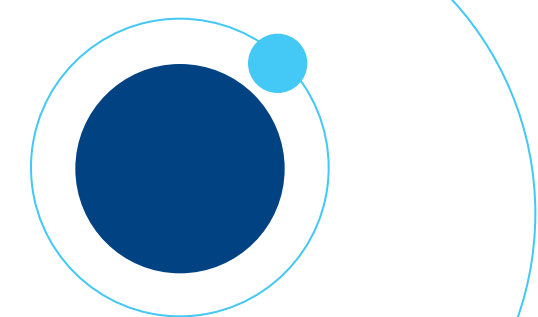
Произведен подбор насоса, согласно которому для обеспечения эффективной и экономичной работы скважины №215 необходимо заменить работающий в скважине насос ЭЦН5-50-1500, на насос ЭЦН5-80-1350.



## Расчет основных технологических показателей разработки пласта на перспективу по методу Г.С. Камбарова»

Прогнозный расчет произведен с 2020 по 2029 г. Расчетное значение извлекаемых запасов составило 1044,8 тыс.т при утвержденном значении 1071 тыс.т. Накопленная добыча нефти к 2029 г. составит 1044,8 тыс.т. За анализируемый период утвержденное значение КИН, равное 0,452 д.ед. не будет достигнуто и составит 0,441 д.ед. Обводненность добываемой продукции достигнет 98,0%. Степень выработки от НИЗ составит 97,5%.

В связи с вышеизложенным можно сделать вывод, что система разработки эффективна. Но следует обратить внимание, что существующим фондом скважин полностью запасы выработаны не будут. Необходимо проведение ГТМ для увеличения нефтеотдачи.



## Специальный вопрос: Применение кислотных обработок



За последние 5 лет на пласте А-4 Уваровского купола Уваровского месторождения проведено одно СКО.

Доля дополнительно добытой нефти от ОПЗ составляет 1,1 тыс.т. или 5,7% от общего объема дополнительной добычи нефти от ГТМ.

Рассчитан объем кислотного состава для проведения ОПЗ, рассчитано изменение дебиты скважины, рассчитан величина дополнительной добычи нефти от ОПЗ.

Показатели	Значение	Критерии
NPV, тыс.руб	2688,3	$NPV \geq 0$ - проект следует принять
IRR, %	126,8	$IRR > CC$ - проект следует принять
BCR	4,181	$BCR > 1$ - инвестиции рентабельны
PBP	2	$PBP <$ периода эффекта от ГТМ - проект следует принять

Согласно показателям экономической эффективности, мероприятия по проведению СКО скважины, являются экономически эффективными, и могут быть предложены для реализации на данном месторождении.

Показатель NPV – 2688,3 тыс.руб. Вложенные инвестиционные расходы на ГТМ в размере 845 тыс.руб окупаются в течении двух лет. Индекс прибыльности BCR равен 4,181.

В административном отношении Уваровское месторождение расположено в пределах Кинель-Черкасского района Самарской области, в 120 км к востоку от г. Самара.

Залежь относится к типу массивных. Залежь размером 4,9×0,9 км, высотой 20,6 м массивного типа. Коэффициент песчанистости равен 0,74, расчлененность пласта 2,9

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы в нефти 2,63%), смолистая (9,15%), парафинистая (5,87%).

Действующим проектным документом является «Дополнение к технологическому проекту разработки Уваровского газонефтяного месторождения», которые было выполнено в 2016 г.

За 2019 год добыча нефти составила 34,6 тыс.т., жидкости 429,8 тыс.т., обводненность 92,0%.

Недостижение проектных показателей наблюдается в 2016 и 2017 гг.: в 2016 г. на 1,8 тыс.т. (на 4,5%), в 2016 г. на 0,1 тыс.т (на 0,4%). Превышение проектных показателей наблюдается в 2015 г. и в 2018-2019 гг.. В 2015 г. фактическая добыча нефти превышала проектную на 2,2 тыс.т (на 8,0%), в 2018 г. – на 2,1 тыс.т (на 9,7%), в 2019 г. – на 20,2 тыс.т (на 140,3%).

По состоянию на 01.01.2020 г. пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 16,5 МПа. Относительно первоначального пластовое давление снизилось на 1,4 МПа, что говорит о хорошей связи залежи с законтурной водонапорной областью.

Больше всего было проведено следующих мероприятий: переводы и приобщения (ПП) 6 скв\*опер; ремонтно-изоляционные работы (РИР) 5 скв\*опер и планово-предупредительный ремонт (ППР) 3 скв\*опер. Далее следуют: ввод из бездействия (ВБД), обработка призабойной зоны (ОПЗ) и интенсификация добычи нефти (ИДН) по одной скв\*опер.

Наибольшая эффективность наблюдается от ПП 12,0 тыс.т.; ППР 2,7 тыс.т., РИР 2,2 тыс.т.; ВБД 1,2 тыс.т. ОПЗ 1,1 тыс.т.; ИДН 0,2 тыс.т.



## Заключение



Эффективность распределения от удельного прироста дебита нефти от одной скважино-операции выглядит следующим образом: ПП 12,0 т/сут/скв\*опер; ВБД 9,6 т/сут/скв\*опер; ППР 5,9 т/сут/скв\*опер; ОПЗ 4,4 т/сут/скв\*опер; РИР 4,3 т/сут/скв\*опер; ИДН 0,8 т/сут/скв\*опер.

По состоянию на 01.01.2020 года в добывающем фонде пласта А-4 Уваровского поднятия Уваровского месторождения числится 21 скважина: Постоянно действующий фонд 20 скважин, 95%; Бездействующий фонд одна скважина, 5%.

В постоянно действующем фонде скважин: 19 УЭЦН, 95%; Один ШГН, 5%.

На 01.01.2020 года шесть скважин (32%) работали с дебитом нефти меньше 3,0 т/сут, еще шесть скважин (32%) работали с дебитами от 3,1 до 5,0 т/сут. Пять скважин (26%) работали с дебитом от 5,1 до 10 т/сут, и еще две скважины работали с дебитом свыше 10 т/сут. Максимальный дебит по нефти составлял 14,2 т/сут, минимальный 1,4 т/сут. Средний дебит составлял 4,9 т/сут.

Для обеспечения эффективной и экономичной работы скважины №215 необходимо заменить работающий в скважине насос ЭЦН5-50-1500, на насос ЭЦН5-80-1350.

В специальном вопросе произведен расчет проведения СКО на скважине 232. Рассчитан состав кислотной смеси, прирост дебита и общая эффективность применения СКО в скважине 232.

В специальном вопросе произведен расчет обработки призабойной зоны скважины.

Прогнозный расчет произведен с 2020 по 2029 г. Расчетное значение извлекаемых запасов составило 1044,8 тыс.т при утвержденном значении 1071 тыс.т. Накопленная добыча нефти к 2029 г. составит 1044,8 тыс.т. За анализируемый период утвержденное значение КИН, равное 0,452 д.ед. не будет достигнуто и составит 0,441 д.ед. Обводненность добываемой продукции достигнет 98,0%. Степень выработки от НИЗ составит 97,5%

Согласно показателям экономической эффективности, мероприятия по проведению СКО скважины, являются экономически эффективными, и могут быть предложены для реализации на данном месторождении.

# СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

Самарский государственный  
технический университет

<https://samgtu.ru/>

$\pi$



$\tau$

$\chi$

$\approx$

