



САМАРСКИЙ  
ПОЛИТЕХ  
Опорный университет

Анализ разработки  
пласта А-4  
Уваровского  
месторождения



$\tau$

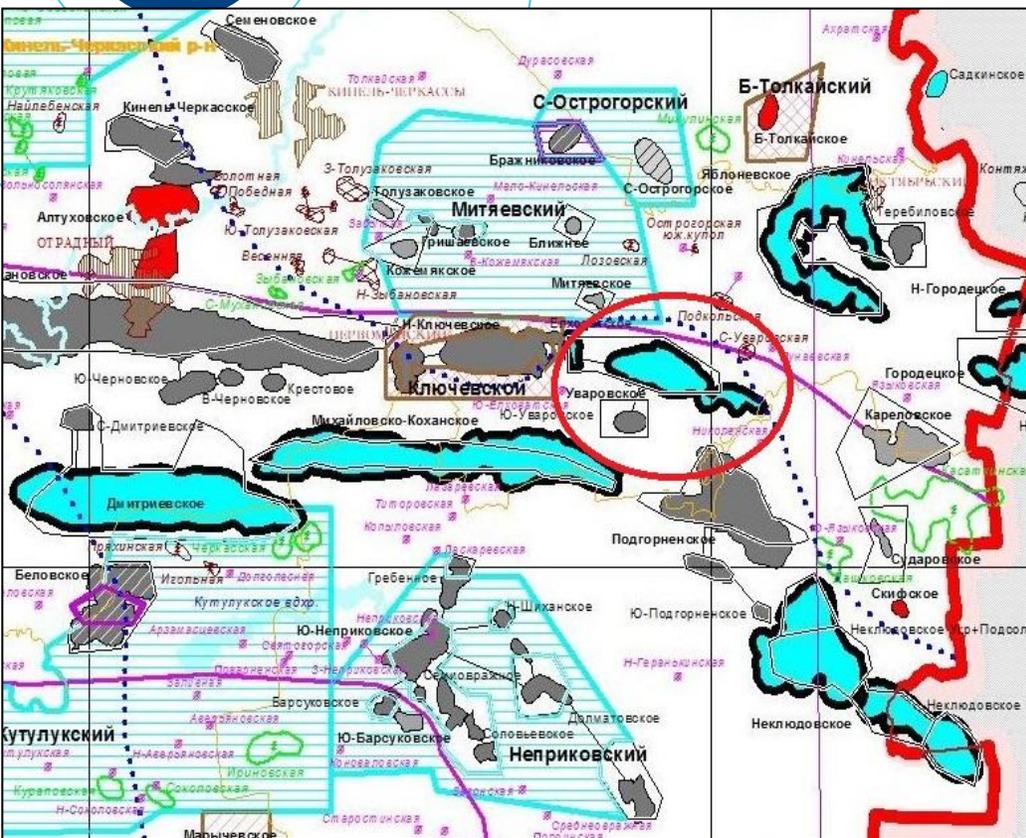
$\pi$

$\chi$

**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

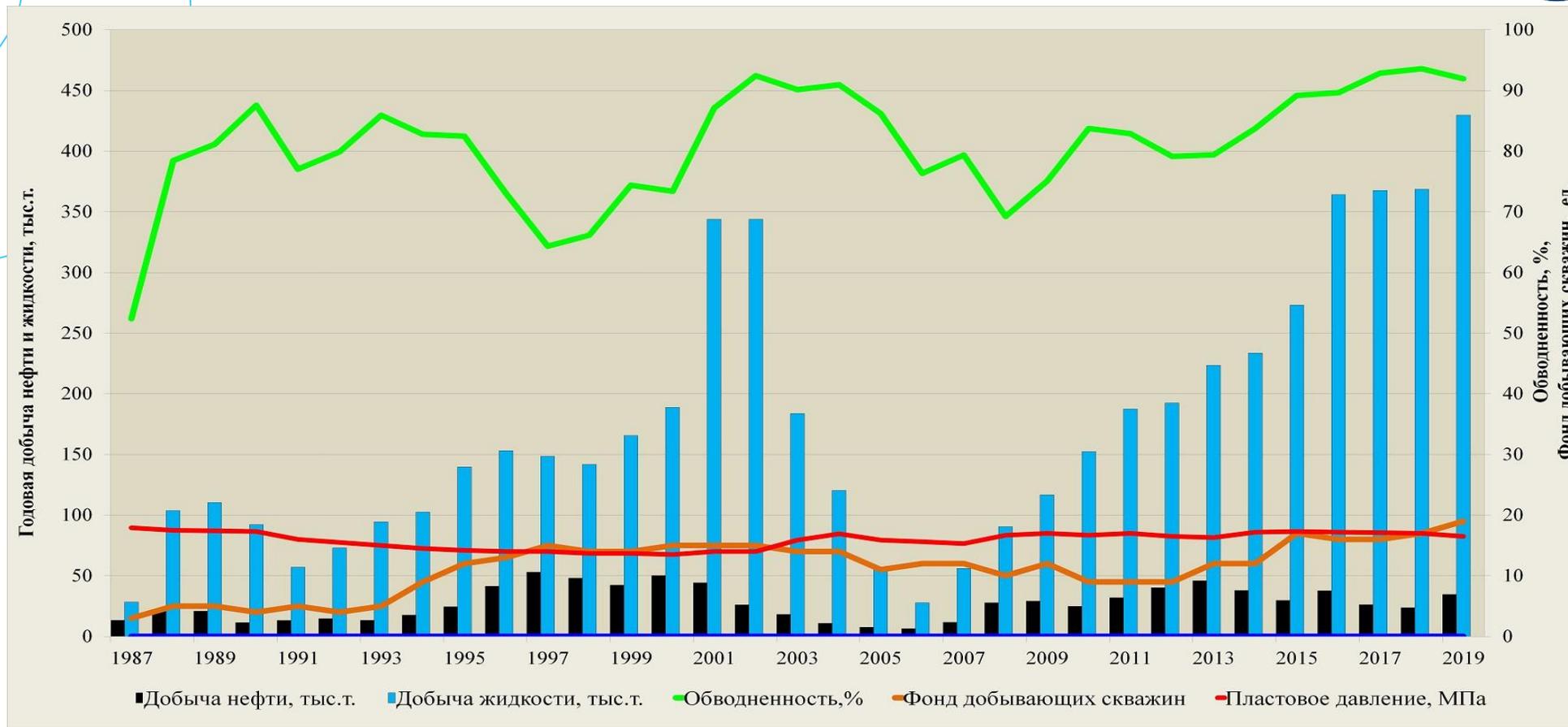


Исследованы четыре глубинные пробы и четыре поверхностные пробы из скважин 52, 151, 152, 157.

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

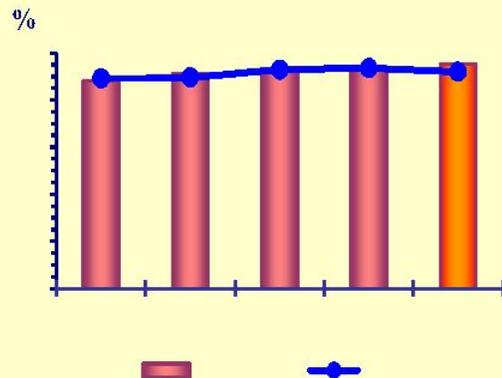
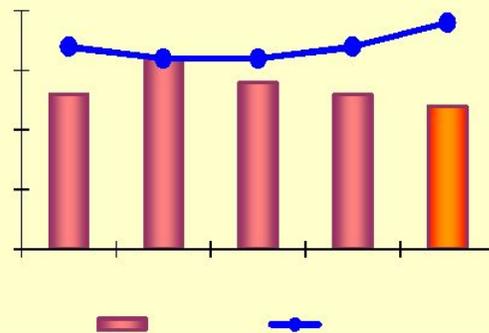
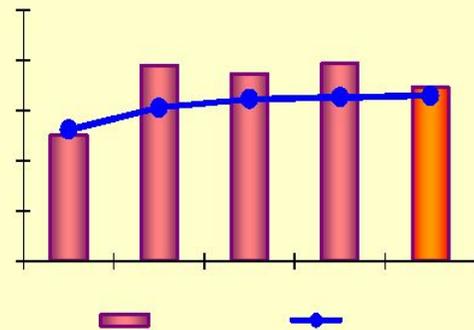
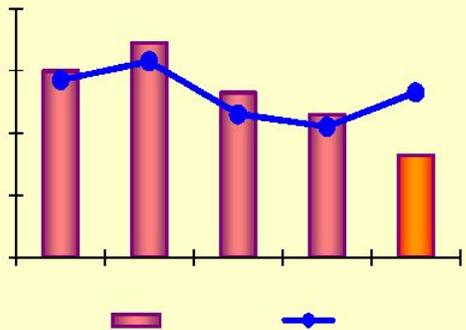
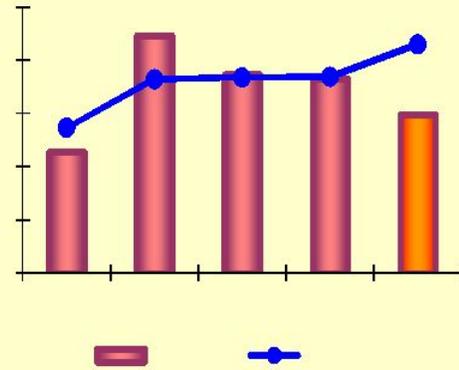
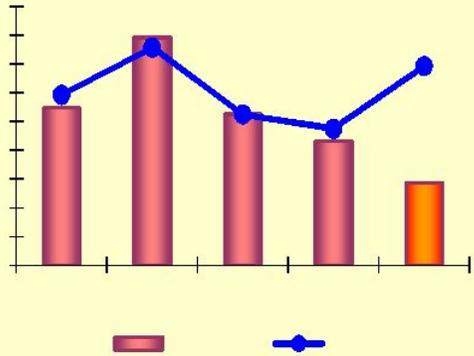


За 2019 год добыча нефти составила 34,6 тыс.т., жидкости 429,8 тыс.т., обводненность 92,0%. Среднесуточный дебит по нефти 5,3 т/сут и 65,9 т/сут по жидкости. Темп отбора НИЗ 3,2%. Добывающий фонд составлял 19 скважин [21].

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

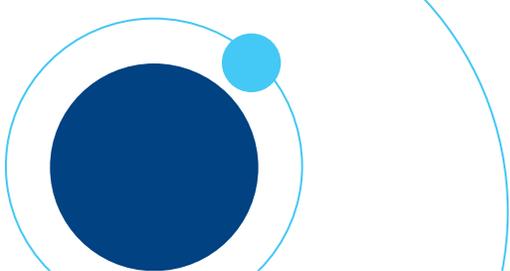
Добыча нефти скважин



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



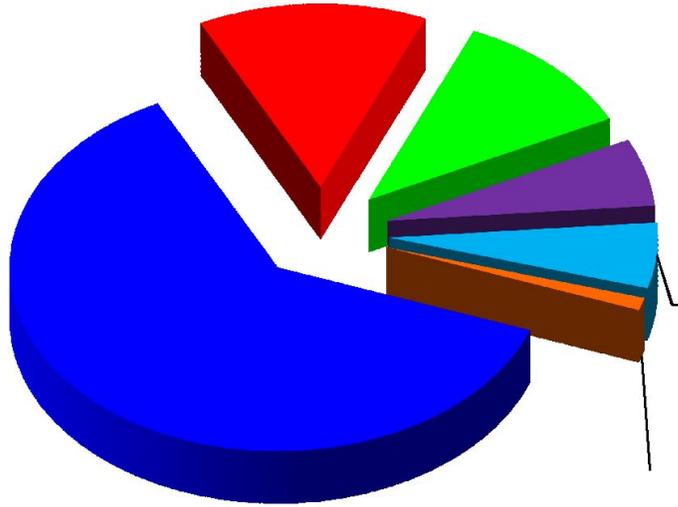
Первоначальное пластовое давление по пласту А-4 составляло 17,9 МПа, давление насыщения 2,84 МПа. Самое низкое пластовое давление отмечалась в 2000 г. - 13,5 МПа при росте отбора жидкости. В дальнейшие годы при сокращении отборов жидкости пластовое давление увеличилось до 17 МПа.

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.

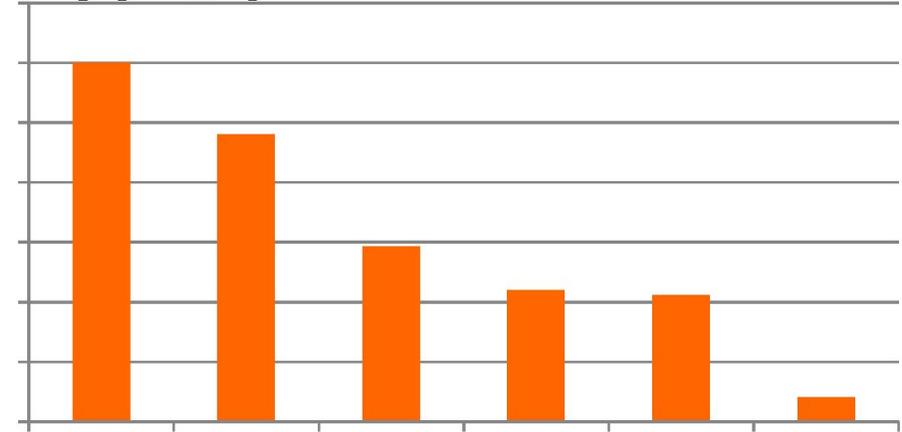
Для дальнейшей выработки запасов нет необходимости в создание системы для поддержания пластового давления путем закачки воды.

## Анализ эффективности ГТМ

ИДН, т.т.



ИДН, т.т./приб/опер\*осб/га



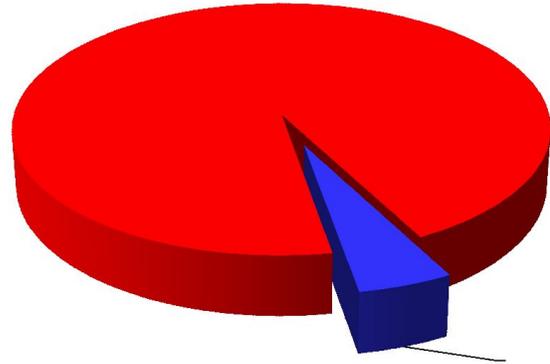
Всего за последние 5 лет проведено 18 геолого-технических мероприятий.

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.

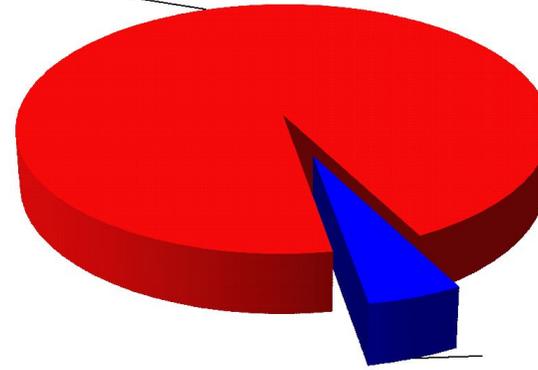
Наибольшая эффективность наблюдается от ПП 12,0 тыс.т.; ППР 2,7 тыс.т., РИР 2,2 тыс.т.; ВБД 1,2 тыс.т.; ОПЗ 1,1 тыс.т.; ИДН 0,2 тыс.т.

## Состояние фонда скважин

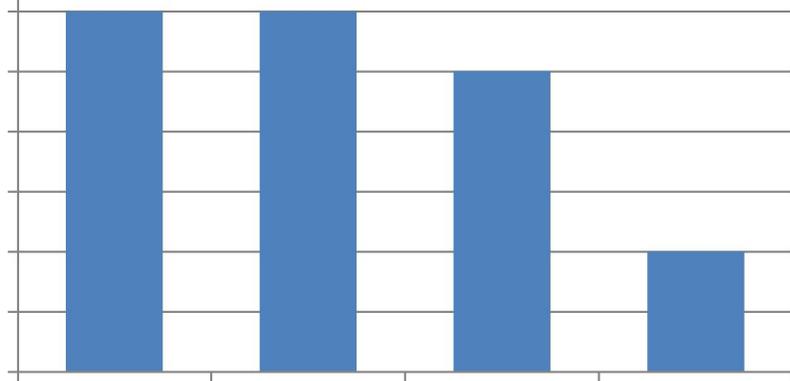
Базисный фонд скважин



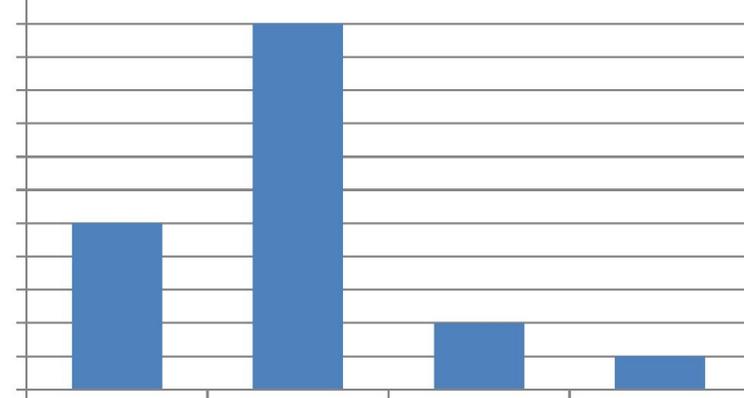
Центральный фонд скважин



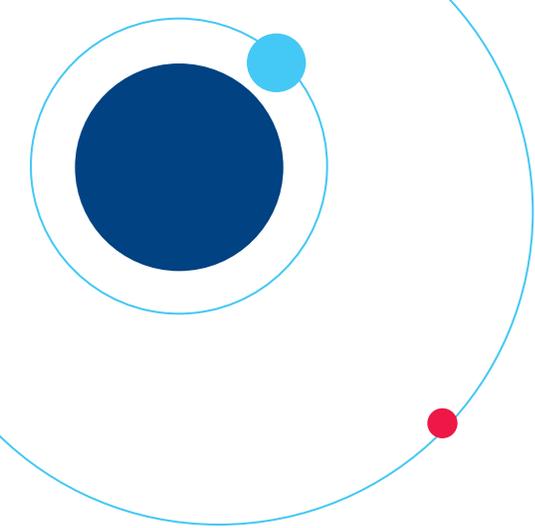
Количество скважин, шт.



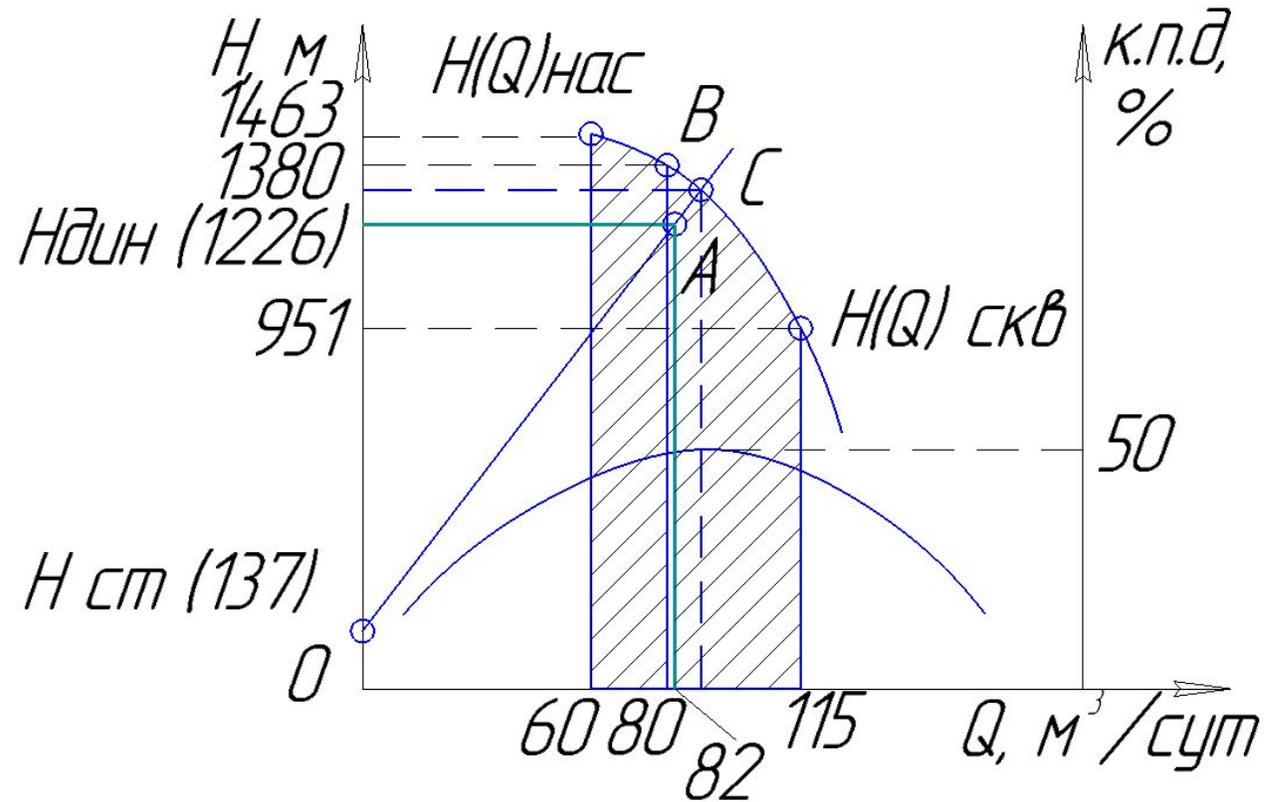
Объем скважинности, м³/сут.



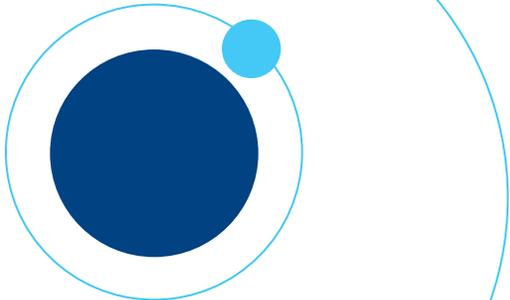




## Расчёт подбора УЭЦН к скважине



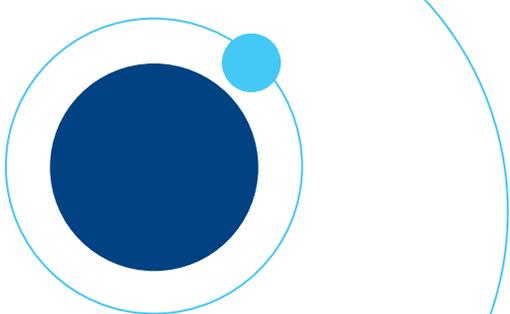
Произведен подбор насоса, согласно которому для обеспечения эффективной и экономичной работы скважины №215 необходимо заменить работающий в скважине насос ЭЦН5-50-1500, на насос ЭЦН5-80-1350.



## 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/>

$\pi$



$\tau$

$\chi$

$\approx$

