

Анализ разработки пласта **Б2** Баклановского поднятия
Баклановского месторождения

Студент: 4-ИНГТ-3Ф-ДЗВИУП, Смирнов А.Ю.

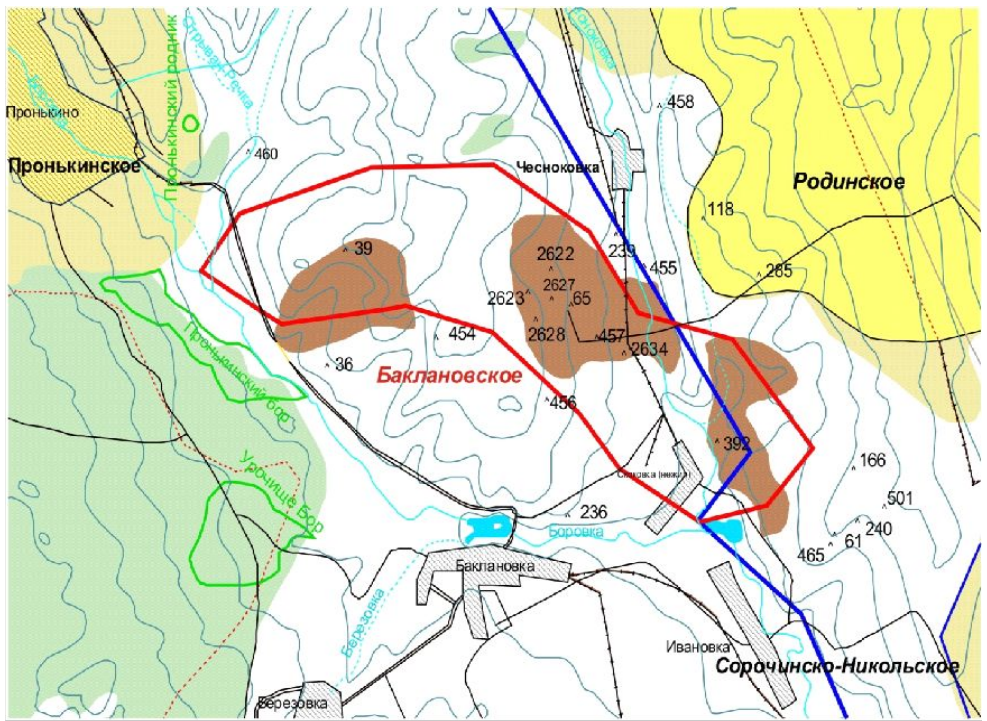
Руководитель: к.т.н., доцент, Шейкина М.А.

Самара, 2021 г.

Общие сведения о месторождении



Выкопировка из обзорной карты месторождений углеводородного сырья Оренбургской области



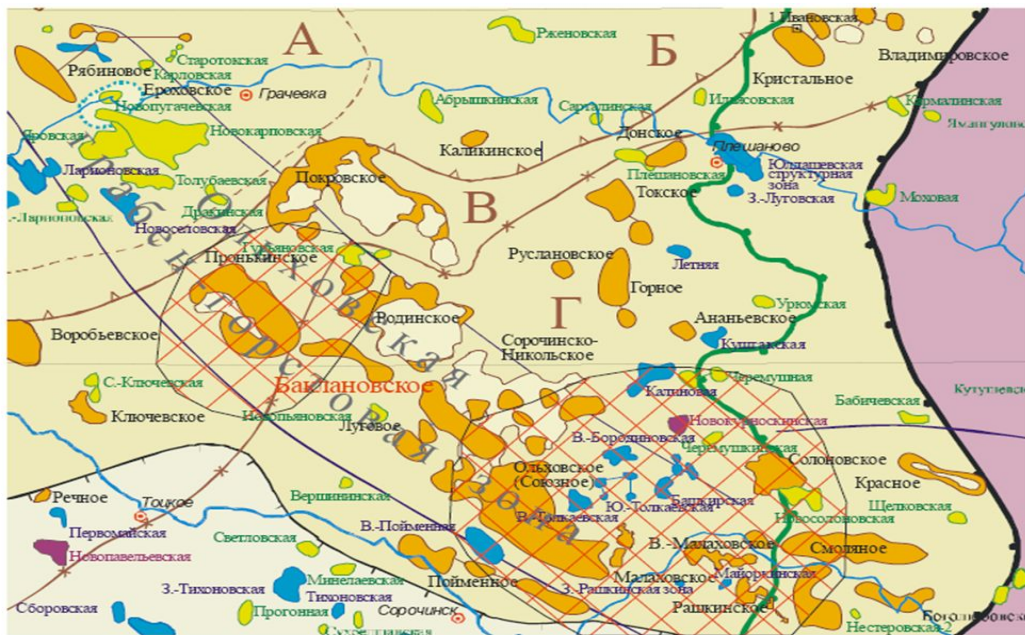
Баклановское месторождение расположено на территории Сорочинского района Оренбургской области, в 25 км к северо-западу от г. Сорочинск. Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой. В орографическом отношении участок приурочен к реке Малый Урал и ее правым притокам: Боровка и Табунок. В экономическом отношении район Баклановского месторождения имеет в основном сельскохозяйственный уклон.

Условные обозначения:

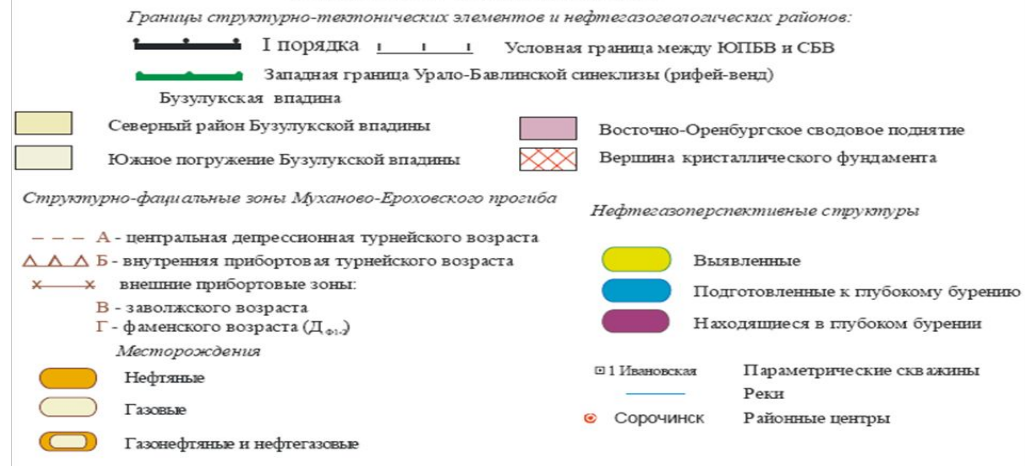
	Гориз		Лицензионная граница
	Границы		Нефтеп
	Населенный		Во
	Л		Авт
	Лесоп		Лицензионная граница

Общие сведения о месторождении

Выкопировка из карты тектонического районирования Оренбургской области



Условные обозначения:



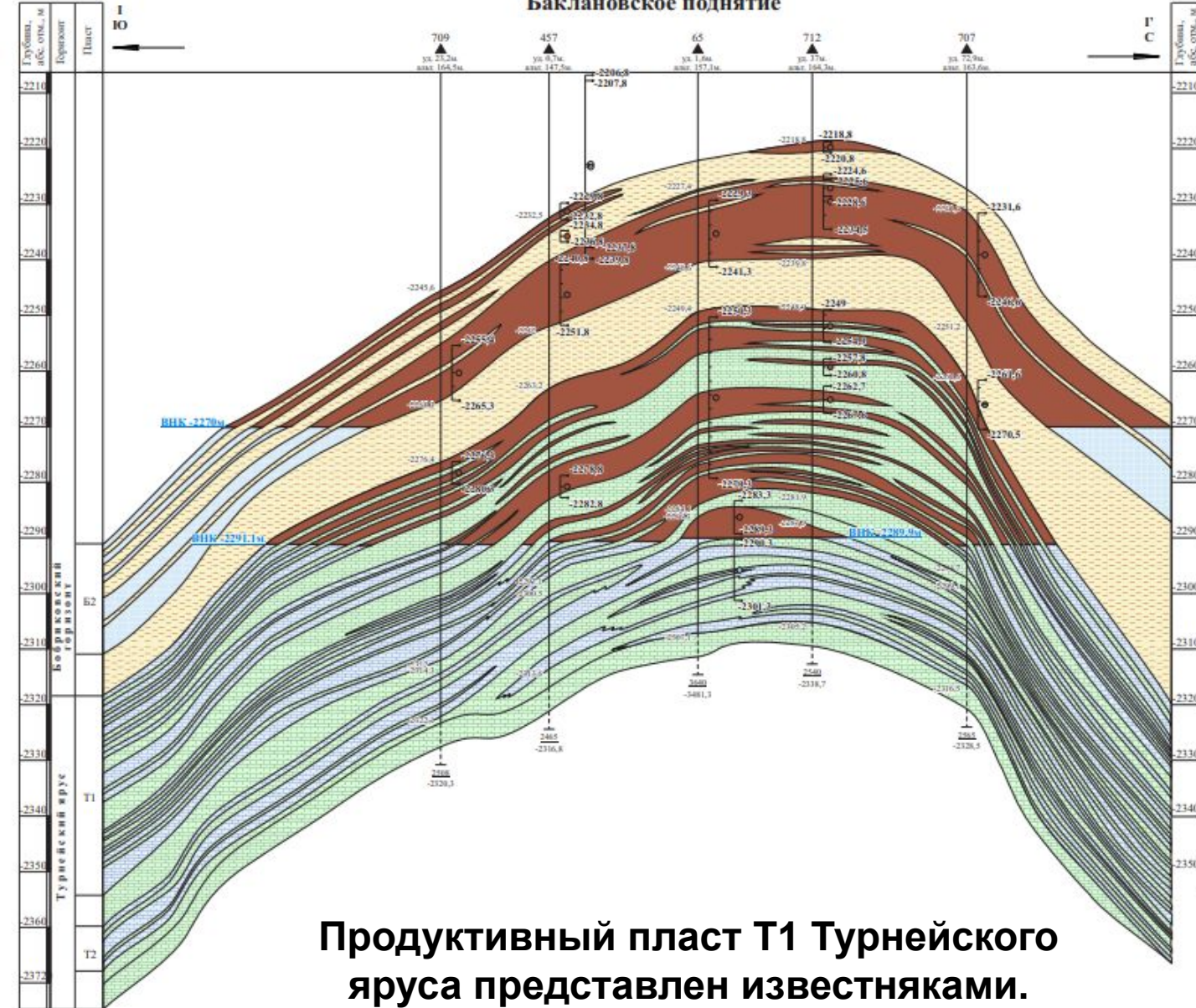
В тектоническом отношении месторождение расположено на южном склоне Жигулевско-Оренбургского свода, по осадочному чехлу – в пределах Бузулукской впадины, осложненной в верхнедевонское время Бобровско-Покровским биогермным валом. Всего на Баклановском месторождении выявлено 12 залежей нефти.

Геологическое строение. Пласт Т1

Схематический геолого-литологический профиль по линии I-I'



Баклановское поднятие



Условные обозначения:

- нефтенасыщенные породы
- глины
- известняки плотные
- песчаники водонасыщенные
- известняки водонасыщенные
- интервал перфорации
- приток нефти
- приток мин.воды
- приток нефти с водой
- ИПТ

ВНК -2270м

абс.отметка ВНК (водо-нефтяного контакта)

707

▲ - устье скважины

|

забой скважины

2565

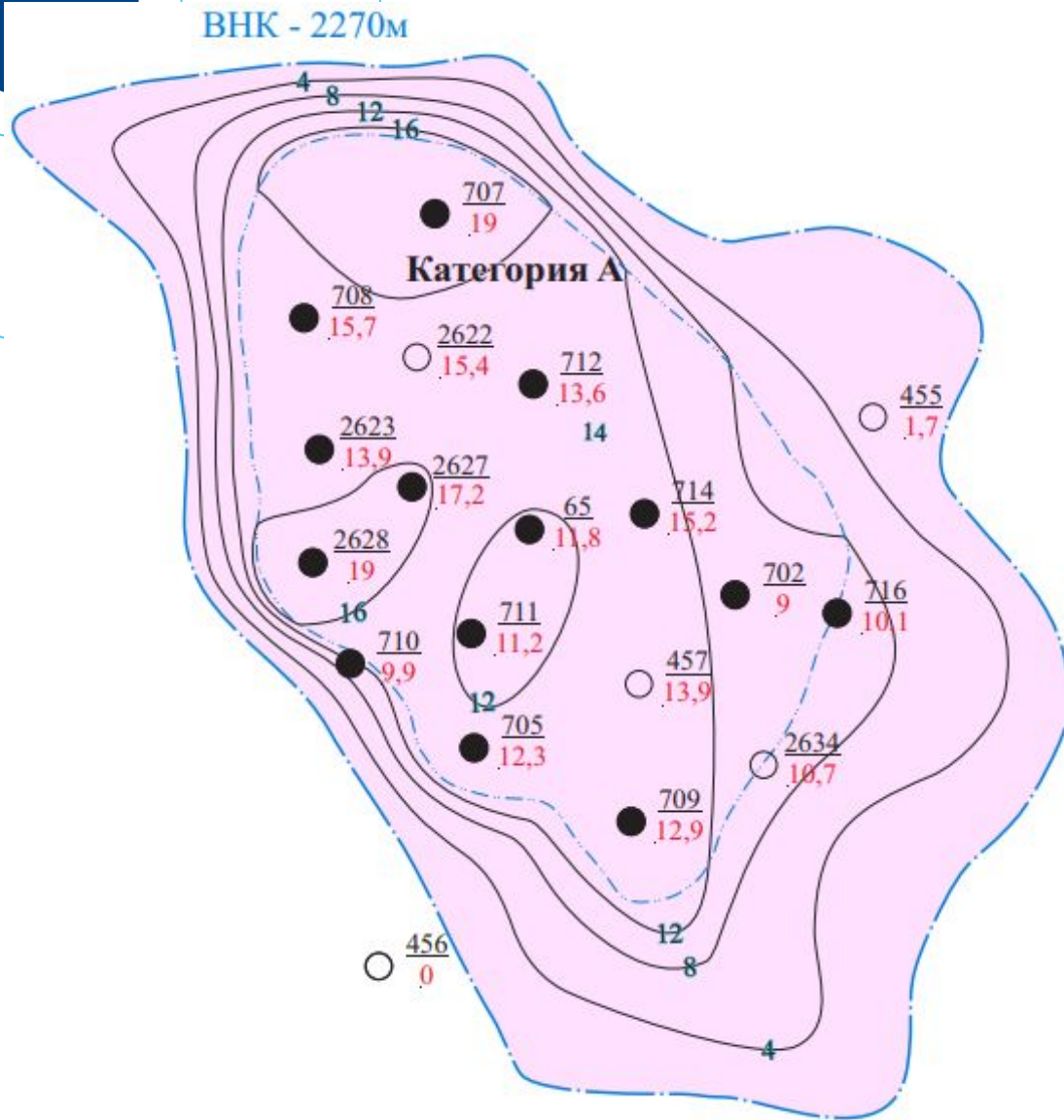
глубина забоя скважины, м

-2328,5

абс.отметка глубины забоя скважины, м

Продуктивный пласт Т1 Турнейского яруса представлен известняками.

Карта начальных нефтенасыщенных толщин

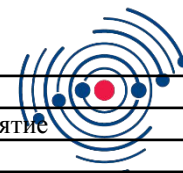


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- $\frac{713}{19,4}$ - номер скважины / начальная нефтенасыщенная толщина, м
- - скважина, давшая нефть при опробовании
- (with hatching) - скважина, давшая нефть с водой при опробовании
- 4 — - изопахиты нефтенасыщенных толщин
- - - - - внешний контур нефтеносности
- - - - - внутренний контур нефтеносности
- - запасы категории А

ВНК - 2270м - абс.отметка ВНК (водо-нефтяного контакта), м

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта Б2



САМАРСКИЙ
ПОЛИТЕХ
Университет

Параметры	Размерность	Значения
		Баклановское поднятие
Средняя глубина залегания кровли	м	2406
Абсолютная отметка ВНК	м	-2270
Тип залежи		пластовый сводовый
Тип коллектора		терригенный
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	2327
Средняя общая толщина	м	19
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	10
Коэффициент пористости	доли ед.	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,94
Проницаемость	мкм ²	0,948
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,74
Расчлененность	ед.	3,12
Начальная пластовая температура	°С	45
Начальное пластовое давление	МПа	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	197,5
Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,919
Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,959
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,072
Содержание серы в нефти	%	1,71
Содержание парафина в нефти	%	4,8
Давление насыщения нефти газом	МПа	5,10
Газосодержание	м ³ /т	22,12
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,04
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,1698
Коэффициент сжимаемости	1/МПа×10 ⁻⁴	
нефти		6,23
воды		2,46
породы		6,23
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,65

Подсчет запасов объемным методом



$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot m \cdot \alpha \cdot \rho_{\text{пов}} \cdot \Theta$$

F – площадь залежи, тыс.м²;

h – нефтенасыщенная мощность пласта, м;

m – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, доли ед;

α – коэффициент насыщения пласта нефтью, доли ед;

$\rho_{\text{пов}}$ – плотность нефти на поверхности, т/м³;

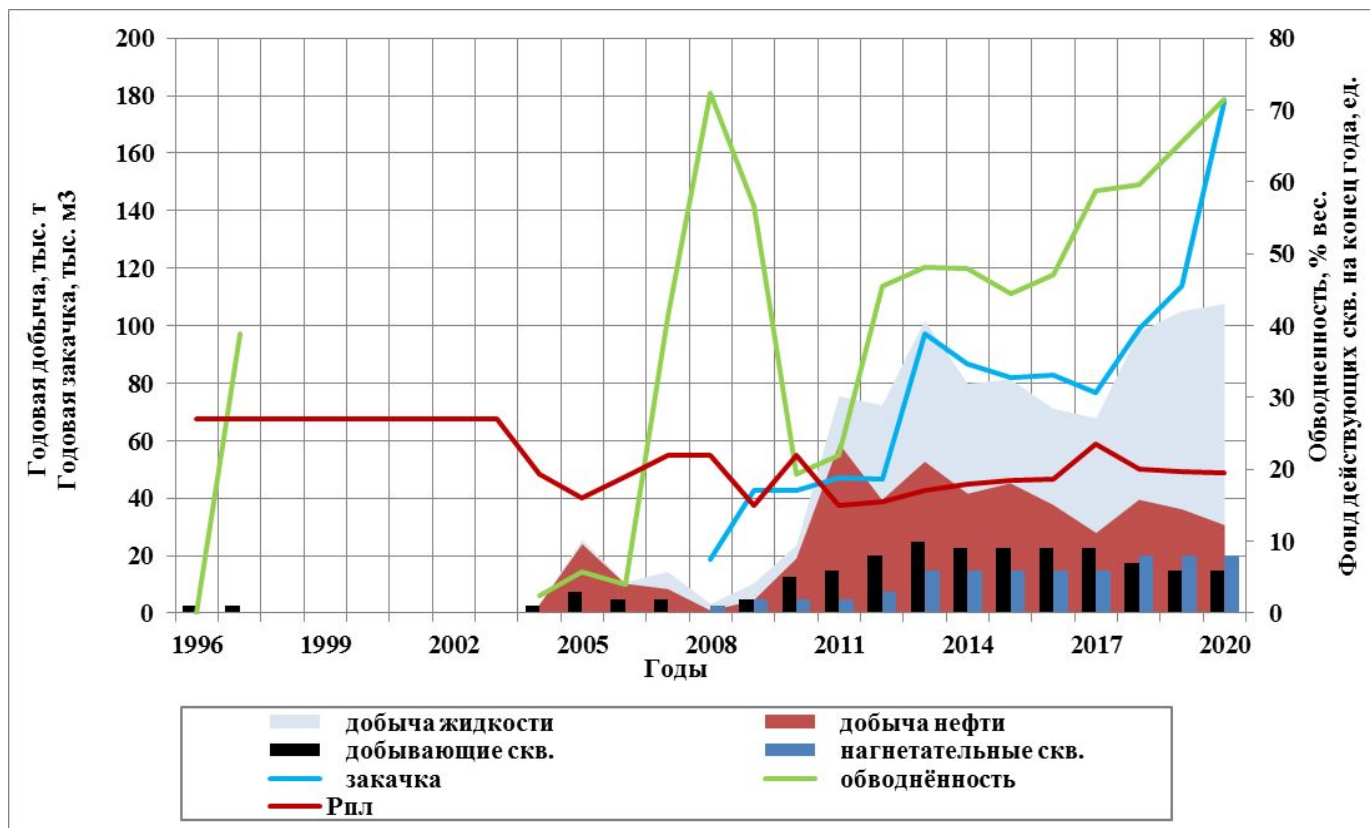
Θ – пересчётный коэффициент, учитывающий усадку нефти, $\Theta=1/b$ (b -объёмный коэффициент пластовой нефти).

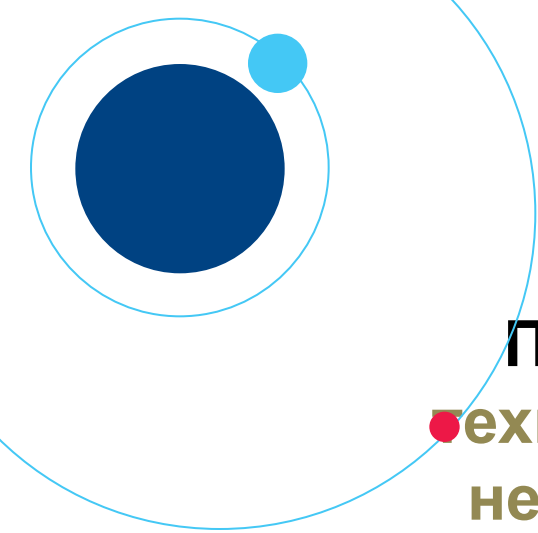
Запасы нефти			Запасы газа		
Qгеол	3914	тыс.т.	Vгеол	87	млн. м³
Qизвл	1456	тыс.т.	Vизвл	32	млн. м³
Qгеол.ост	2603	тыс.т.	Vгеол.ост	58	млн. м³
Qизв.ост	145	тыс.т.	Vизв.ост	3	млн. м³

Анализ разработки пласта Б2

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2011 году и составил 58,960 тыс. т или 4,0% от НИЗ при средней обводненности продукции 21,9%. Средний дебит шести действующих скважин по нефти составлял 30,1 т/сут, по жидкости – 38,5 т/сут.

Годовая добыча нефти 2020 г., тыс.т	30,7
Действующий фонд скважин, доб/наг ,ед	6/8
Обводненность на 1.01.2021 г., %	71,5
Степень выработки запасов, %	33,0
Остаточные извл. запасы нефти, тыс. т.	145
КИН текущий	0,123
КИН утверждённый	0,372
Накопленная добыча жидкости на 1.01.2021 г., тыс.т	951
Накопленная добыча нефти на 1.01.2021 г., тыс. т.	480





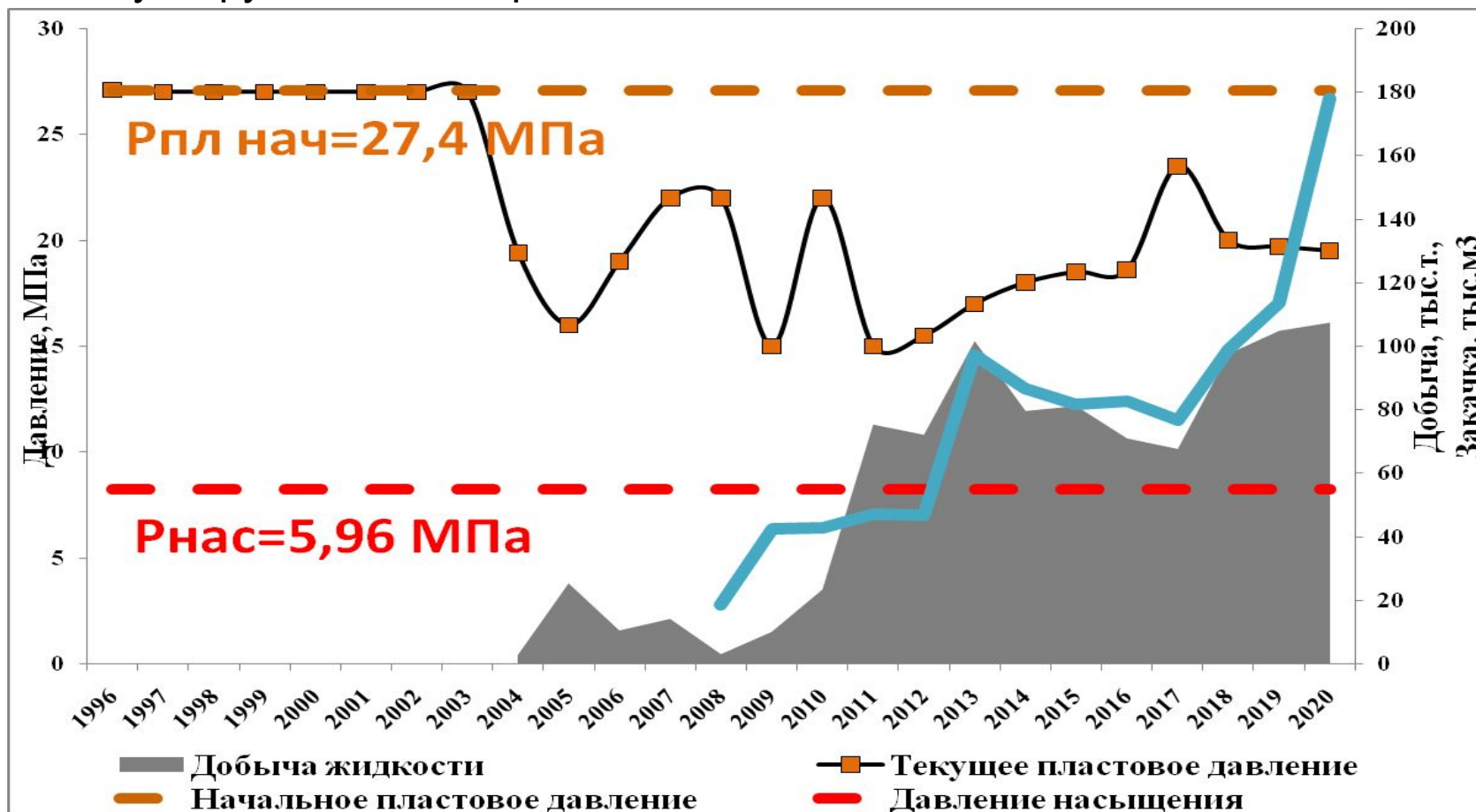
Сравнение проектных и фактических показателей

Последний проектный документ – «Дополнение к технологическому проекту разработки Баклановского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполненному в 2019 году ООО «Инженер Сервис».

Все фактические показатели в 2020 году оказались выше проектных, что обусловлено более высокой производительностью скважин по нефти и жидкости.

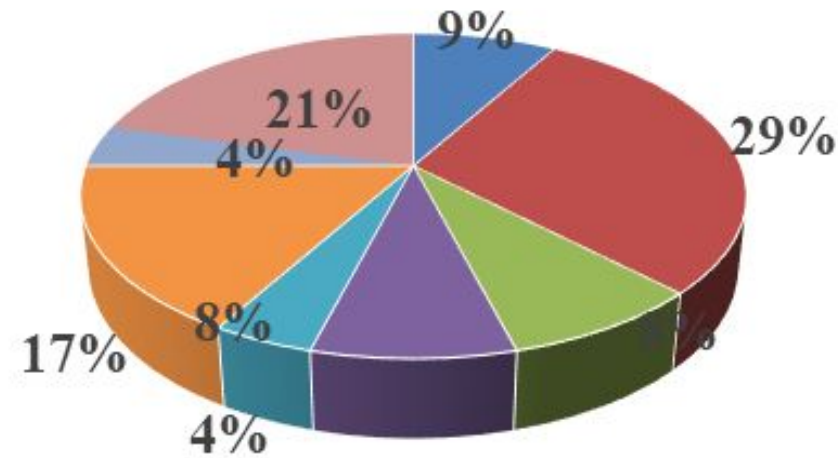
Энергетическое состояние пласта Б2

Формирование системы ППД началось в 2008 году. Начальное пластовое давление объекта – 27,1 МПа, давление насыщения нефти – 8,27 МПа. Текущее пластовое давление составляет 19,5 МПа, что ниже начального на 7,6 МПа. На сегодняшний день объект эксплуатируется с поддержанием пластового давления.



Анализ ГТМ

С 2016 по 2020 гг. на пласте Б2 выполнено 24 геолого-технических мероприятия, проведенных на 18 скважинах, все оказались успешными. Дополнительная добыча нефти составила 14,797 тыс.т. Средний удельный технологический эффект на уровне 0,617 тыс.т нефти на одну проведенную скважино-операцию.



■ Из БД

■ ГРП

■ КРС

■ ИДН

■ Ликвидация аварий

■ ОПЗ

■ Переходы и приобщения

■ ПШР

Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2021 год ведет добычу – 14 скважин, закачку – восемь скважин. Из 14 скважин добывающего фонда шесть действующие, шесть скважин переведены под закачку, одна ликвидирована. Из восьми скважин нагнетательного фонда под закачкой находятся все скважины. Неработающий фонд объекта Б2 отсутствует.



Анализ дебитов и обводненности скважин

Накопленный отбор нефти составил 480 тыс.т. В среднем на одну добывающую скважину отобрано 137 тыс.т нефти. Объект разрабатывается системой ППД. Фонд добывающих скважин представлен, в основном, низкодебитными по нефти скважинами, по жидкости наоборот, высокодебитными. Весь фонд скважин высокообводненный – обводненность выше 95%.



Распределение фонда скважин по дебитам нефти



Распределение фонда скважин по дебитам жидкости



Распределение фонда скважин по обводненности



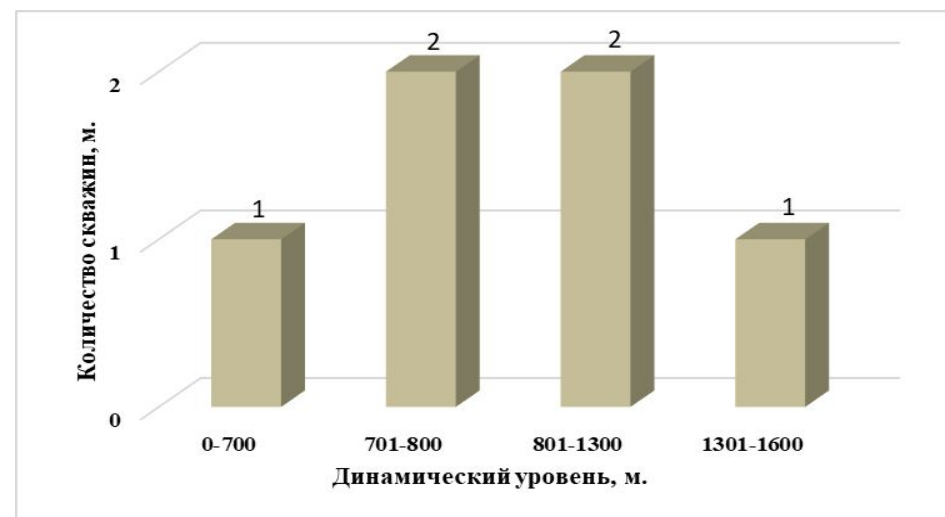
Анализ работы фонда ЭЦН

Из шести действующих скважин пять оборудованы установками ЭЦН различной производительности 125-320 м³ и напором 2310-2550 м. Одна скважина оборудована ЭВН производительностью 22 м³ и напором 2400 м. Установки ЭЦН спущены на глубину 2000 – 2340 м, в среднем на 2215 м, динамические уровни находятся в пределах 500-1580 м, в среднем 1013 м, среднее значение подпорной характеристики составляет 1202 м. В среднем депрессия на пласт составляет 78,7 ат, коэффициент продуктивности составил 0,04-2,13 м³/(сут·ат), составляя в среднем по фонду скважин 0,9 м³/(сут·ат).

Распределение скважин по глубине спуска насоса

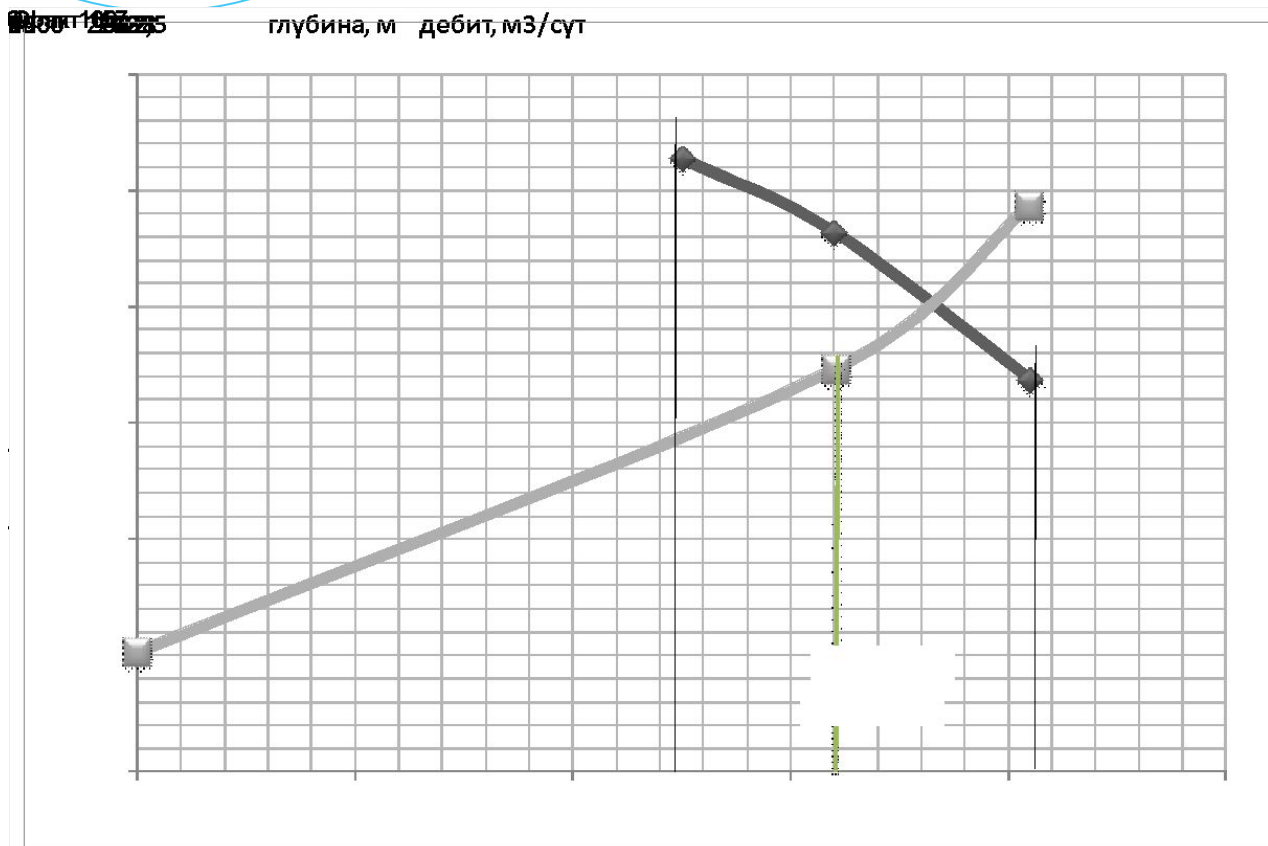


Распределение скважин по динамическому уровню

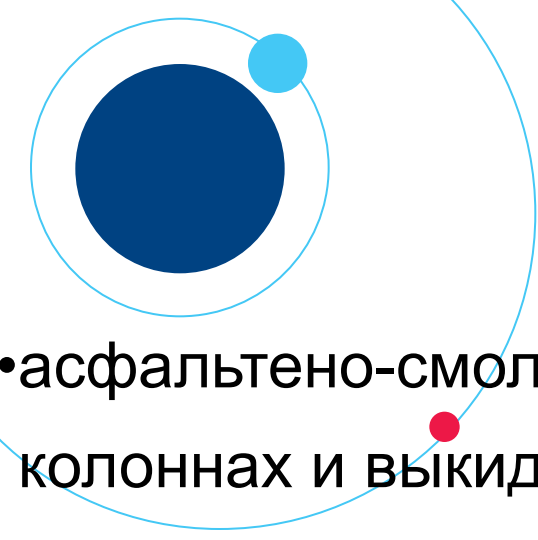


Методика подбора УЭЦН к скважине

График напорных характеристик
скважины и насоса



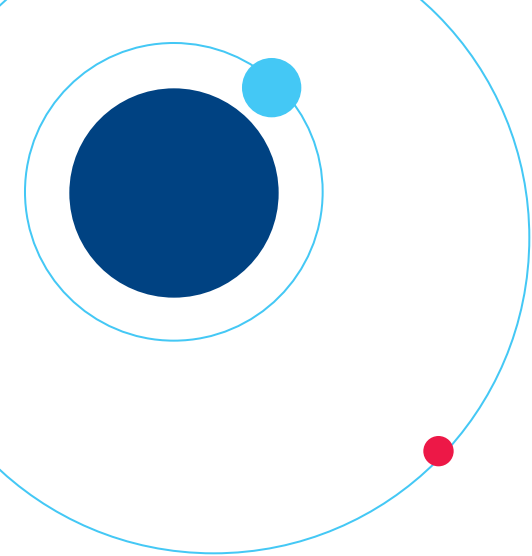
При анализе работы насосного оборудования, выполнен расчет по подбору оптимального для скважины 712. Для обеспечения эффективной и экономичной работы скважины возможно заменить работающий в скважине насос ЭЦН5А-320-2550 на ЭЦН5а-160-2300.



Осложнения при эксплуатации скважин пласта Б2 Баклановского месторождения



- асфальтено-смоло-парафиновые отложения (АСПО) в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- осложнения, связанные с солеотложением;
- коррозия нефтепромыслового оборудования;
- засорения внутрискважинного оборудования (мехпримеси, песок, пропант и др.);
- осложнения, связанные с вредным влиянием газа;
- осложнения, связанные с высокой вязкостью нефти;
- осложнения, связанные с глушением скважин.



Спец.вопрос: Расчет перспективного плана разработки пласта Б2



Расчетные извлекаемые запасы, тыс.т	709
Утвержденные извлекаемые запасы, тыс.т	1456
Расчетный КИН	0,181
Утвержденный КИН	0,372

Через 20 лет разработки степень выработки утвержденных запасов составит 39,1% при обводненности 90,9%.

Разработка объекта на всем периоде происходила со значением обводненности значительно превышающим степень выработки.

Рост обводненности по объекту обусловлен высоковязкой нефтью (197,5 мПа·с), что способствует прорыву пластовых вод к добывающим скважинам.

Рассматриваемое ГТМ- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) на скважине с целью увеличения дебита нефти.

Вложенные инвестиционные расходы на ГТМ в размере 3,97 млн. руб. окупаются в течение двух лет.

$NPV - 2,820$ млн.руб., $IRR - 0,7\%$, $PI - 1,781$.

Данные показатели свидетельствуют о том, что рассматриваемое мероприятие является экономически эффективным для внедрения.

Выводы и рекомендации

Существующим действующим фондом проектный КИН не будет достигнут. Для выработки остаточных извлекаемых запасов необходимо бурение скважин в зонах, не охваченных дренированием, бурение боковых стволов, проведение КГРП, нагрев ПЗП и скважинного флюида при помощи скважинных электронагревателей.

Спасибо за внимание!

Самарский государственный
технический университет

<https://samgtu.ru/>