

## ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОНЬКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Авторы: Боярова Ирина Александровна (Самарский государственный технический университет)

Научный руководитель: Сопронюк Нина Борисовна (Самарский государственный технический университет)

Аннотация: Месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции практически исчерпали свои запасы. С каждым годом растет обводненность добываемой продукции. Особое значение для таких месторождений имеет возможность добычи нефти из пластов, ранее не охваченных разработкой. Это мероприятие является наиболее эффективным и менее затратным по сравнению с добычей трудноизвлекаемых запасов и разработкой месторождений тяжелых и высоковязких нефтей.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ПЛАСТ, ЗАПАСЫ, МЕРОПРИЯТИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Annotation: *The fields of the Volga-Ural oil and gas province have almost exhausted their reserves. The water content of the extracted products is growing every year. Of particular importance for such fields is the possibility of extracting oil from reservoirs that were not previously covered by development. This activity is the most efficient and less expensive compared to the extraction of hard-to-recover reserves and the development of heavy and high-viscosity oil fields.*

Keywords: *FIELD, OIL, RESERVOIR, RESERVES, ACTIVITIES, ECONOMIC EFFECT.*

Пронькинское месторождение в административном отношении расположено в Сорочинском районе Оренбургской области в 187 км к северо-западу от г. Оренбурга и в 40 км к востоку от г. Бузулук.

Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой.

Обзорная карта месторождения приведена на рисунке 1.

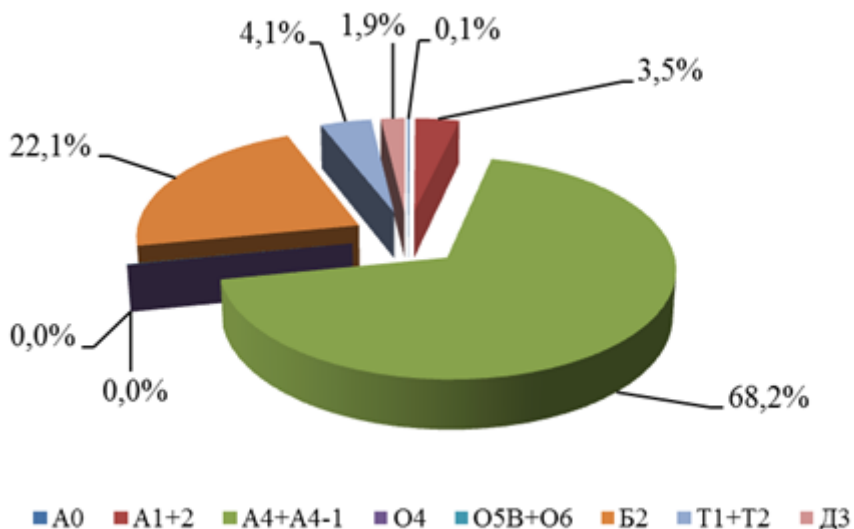
Месторождение многокупольное и многопластовое. Промышленно нефтеносными являются пласты А0 каширского, А1+2 верейского горизонтов, А4 и А4-1 башкирского яруса, О4, О5в и О6 окского надгоризонта, Б2 бобриковского горизонта, Т1 и Т2 турнейского яруса, Д3 ардатовского горизонта.



Рисунок 1. - Обзорная карта месторождения

По литологическим признакам продуктивные пласты Пронькинского месторождения характеризуются наличием пород-коллекторов двух типов: карбонатного (пласты Art-I, A<sub>0</sub>, A<sub>4</sub>, A<sub>4-1</sub>, O<sub>5в</sub>, O<sub>6</sub>, T<sub>1</sub> и T<sub>2</sub>) и терригенного (пласты У<sub>1</sub>, A<sub>1+2</sub>, Б<sub>2</sub> и Д<sub>3</sub>). По структуре емкостного пространства терригенные породы относятся к поровому типу, карбонатные – к кавернозно-поровому (пласты Art-I, A<sub>4</sub> и A<sub>4-1</sub>), трещинно-поровому (пласты O<sub>5в</sub> и O<sub>6</sub>) и трещинно-кавернозному (пласты T<sub>1</sub> и T<sub>2</sub>).

Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 2 [2].



## Рисунок 2 - Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки.

Из рисунка 2 видно, что накопленная добыча нефти по объектам Т1+Т2, а также по объекту ДЗ составляет всего 4,1% и 1,9% от общей накопленной добычи по месторождению. Следовательно, эти объекты можно считать перспективными для дальнейшей разработки.

Объекты Т1 и Т2 разрабатываются с 1986 года, в разработке находятся оба пласта.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти составила 501,3 тыс. т, текущий КИН 0,097, отбор от НИЗ составляет 24,4 % при достигнутой среднегодовой обводненности 54,0 %, накопленная добыча жидкости составила 829,5 тыс. т. На центральных залежах с 2010 года сформирована очагово-избирательная система заводнения. С начала разработки закачано 569,3 тыс. м<sup>3</sup> воды, накопленная компенсация отборов – 68,6 %. За 2018 год добыто 82,3 тыс. т нефти, что соответствует темпу отбора от НИЗ 4,0 %, и 179,3 тыс. т жидкости, закачано 234,3 тыс. м<sup>3</sup> воды.

По состоянию на 01.01.2019 г. в действующем фонде объекта 10 действующих добывающих и шесть действующих нагнетательных скважин. Девять добывающих нефтяных скважин механизированы, оборудованы ЭЦН, одна ШГН.

Разработка пласта ДЗ началась в 1979 году и осуществляется до настоящего времени одной разведочной скважиной № 24. Гидроразрыв пласта, проведенный в 2003 г., позволил в 1,5 раза увеличить производительность скважины и соответственно годовую добычу нефти. Таким образом, около 80 % накопленной добычи нефти (181 тыс. т) был получено за счет проведения ГТМ (после 2002 года).

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти составила 233,8 тыс. т, текущий КИН 0,284, отбор от НИЗ составляет 49,7 % при достигнутой среднегодовой обводненности 27,1 %, накопленная добыча жидкости составила 266,3 тыс. т. За 2018 год добыто 9,96 тыс. т нефти, что соответствует темпу отбора от НИЗ 2,1 %, и 13,7 тыс. т жидкости.

По состоянию на 01.01.2019 г. в фонде объекта одна действующая добывающая скважина, оборудована ЭЦН.

В декабре 2018 года дебит скважины по нефти составлял 24,5 т/сут, по жидкости – 39,1 т/сут, обводненность – 37,4%.

Для определения запасов нефти по объектам с целью выделения перспективного объекта для дальнейшей разработки выполнен подсчет запасов нефти и газа объемным методом.

Подсчет запасов нефти проводился по формуле объемного метода [3]:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot m \cdot \rho \cdot \lambda \cdot \theta \quad (1)$$

$Q_{\text{бал}}$  – это балансовые запасы, тыс.т

$F$  – площадь нефтеносности, тыс. м<sup>2</sup>

$h$  – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м

$m$  – коэффициент пористости, доли ед.

$\lambda$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

$\rho$  – плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м<sup>3</sup>

$\theta$  – пересчетный коэффициент, доли. ед

$$\theta = \frac{1}{B}, \quad (1)$$

где-  $B$  объемный коэффициент.

Извлекаемые запасы нефти определяются по формуле:

$$Q_{\text{изв}} = Q_{\text{бал}} \cdot K, \quad (1.3)$$

где  $K$  – коэффициент нефтеизвлечения. Для данного пласта принят 0,478 доли ед.

Остаточные балансовые запасы нефти находим из выражения:

$$Q_{\text{бал.ост}} = Q_{\text{бал}} - Q_{\text{доб}} \quad (1.3)$$

где  $Q_{\text{доб}}$  – добыча нефти с начала разработки на анализируемую дату .

Остаточные извлекаемые запасы составляют:

$$Q_{\text{извл.ост}} = Q_{\text{изв}} - Q_{\text{доб}} \quad (1.4)$$

В таблицах 1 и 2 приведены исходные данные по каждому из объектов, а также результаты расчета запасов нефти и газа. Расчет выполнен для того, чтобы сравнить между собой запасы по основным объектам разработки и объектам, которые еще слабо в нее вовлечены.

Таблица 1 - Исходные данные для подсчета запасов объемным методом по пластам

Пласт	A-4	A0	A1+2	A4-1	O5в+O 6	B2	T1	T2	D3
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	44624	2372 2	1240 1	4755	1090	1144 5	1072 8	7402	3092
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,13	2,2	7,8	4,2	2,05	6,15	18,2	8,1	3,4
Пористости, доли.ед.	0,12	0,12	0,157	0,19	0,315	0,135	0,168	0,14 5	0,18 2
Коэффициенты, доли ед.	0,82	0,74	0,579	0,81	0,68	0,86	0,83	0,85 5	0,81 8
Пересчетный, доли.ед.	0,907	0,893	0,932	0,90 7	0,888	0,898	0,921	0,80 4	0,88 9
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	0,841	3,5	6,1	4,2	0,791	0,809	0,814	0,73 2	0,78 2

Таблица 2 - Результаты расчета запасов нефти объемным методом

Пласт	A-4	A0	A1+2	A4-1	O5в+O 6	B2	T1	T2	D3
Балансовые запасы нефти, тыс.т	30580	14485	49989	11708	336	5937	20411	4375	1088
Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	14617	6924	23895	5597	161	2838	9756	2091	520
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	6388	6910	23462	5485	156	141	9599	1751	286

По результатам расчетов построены диаграммы распределения запасов нефти (см. рисунок 3).



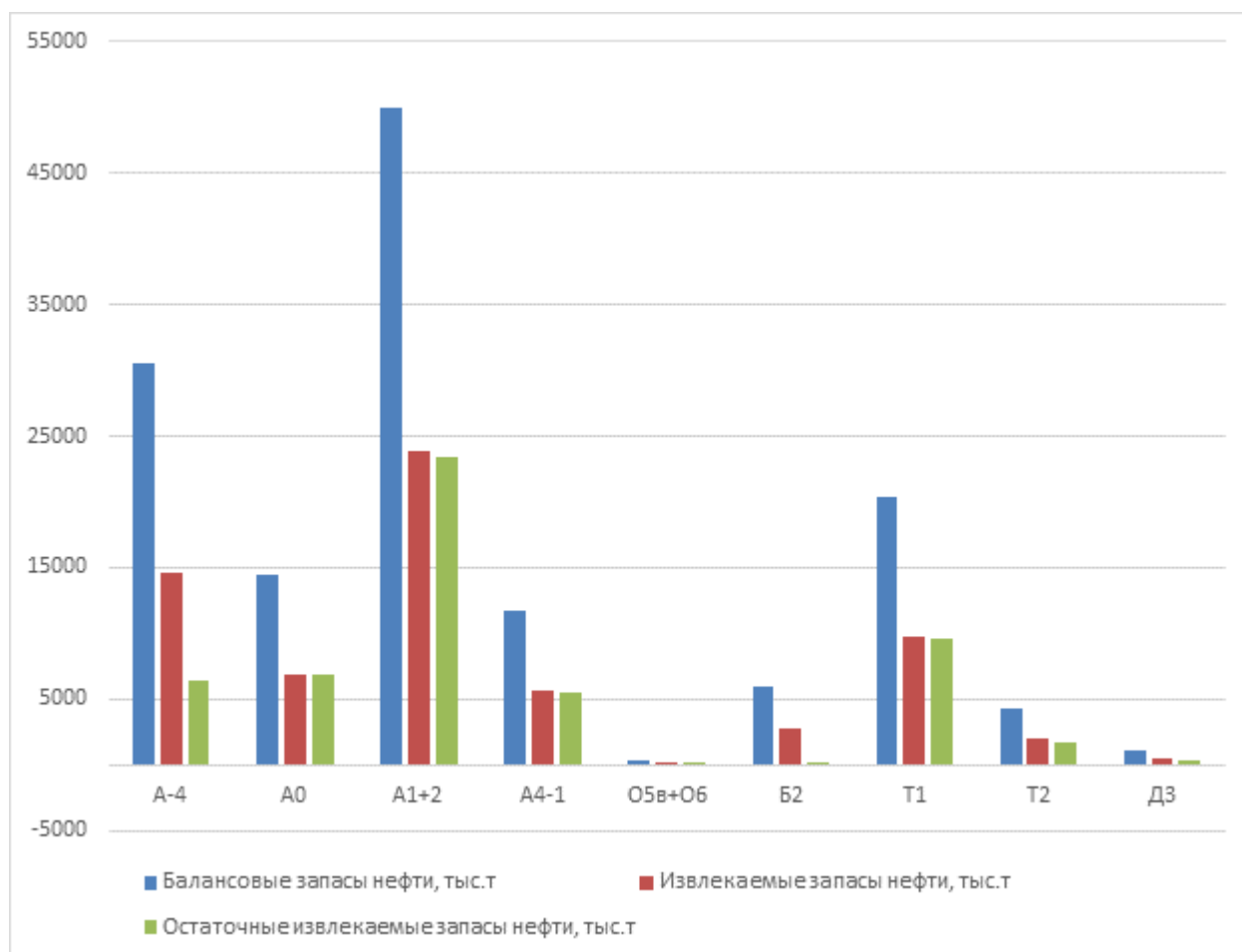


Рисунок 3 – Диаграмма запасов нефти, рассчитанных по объемному

По результатам исследования геологического строения месторождения и анализа продуктивных пластов можно заключить, что в настоящее время имеются пласты, которые не в полной мере вовлечены в разработку. К таким пластам относятся пласты T1 и T2 турнейского яруса, и пласт D3 ардаатовского горизонта. Суммарно их остаточные извлекаемые запасы составляют по нефти 11 636 тыс.тонн

Определим коэффициент нефтеизвлечения (КИН) для этих пластов по формуле М.И. Малиновского:

$$\beta = 0,446 - 0,0031 \cdot \mu_n + 0,014 \cdot \lg K + 0,14 \cdot K_p - 0,23 \left( \frac{1}{K_p} \right) - 0,00175 \quad (1.5)$$

где  $\beta$  - коэффициент нефтеотдачи, д. ед.;

$\mu_n$  - относительная вязкость нефти.

$K$  - средняя проницаемость, мкм<sup>2</sup>

$K_p$  - коэффициент расчлененности, д.ед.

Кп - коэффициент песчанности, д. ед.

S - плотность сетки скважин, га/скв.

В таблице 3 приведены исходные данные для расчета КИН по формуле М.И. Малиновского.

Таблица 3 - Исходные данные для расчета КИН по формуле М.И.Малиновского

Наименование параметра	T1	T2	ДЗ
Относительная вязкость нефти	8,06	0,95	0,908
Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	1,7	3,4	89
Коэффициент расчлененности, д.ед	5,0	10,46	3,0
Коэффициент песчанности, д. ед	0,77	0,615	0,40
Плотность сетки скважин, га/скв	29,7	29,7	51,5

В таблице 4 приведены результаты расчета КИН для выделенных пластов T1, T2 и ДЗ.

Таблица 4 - Результаты расчета КИН

Наименование параметра	T1	T2	ДЗ
КИН	0,435	0,464	0,362

Текущий КИН по пластам T1+T2 составляет 0,097, а по пласту ДЗ – 0,285. Значения расчетных КИН значительно выше. Следовательно, эти объекты являются весьма перспективными для дальнейшей разработки.

Учитывая проведенные расчеты остаточных извлекаемых запасов и значение коэффициента нефтеизвлечения по выделенным пластам, рекомендуется разработка дополнительных мероприятий, которые позволят интенсифицировать добычу продукции из рассмотренных пластов.

С учетом остаточных извлекаемых запасов только нефти, при стоимости 1 барреля (0,1312 тонн) нефти марки Urals, равном 30\$ (или 2250 руб), предприятие может дополнительно получить доход в размере:

$$D = C \cdot Q \quad (1.6)$$

где C – стоимость 0,1312 тонн нефти, равная 2250 руб.

Q – количество остаточных извлекаемых запасов пластов Т1, Т2, ДЗ, которые составляют 11 636 тыс.тонн.

$$D = \frac{2250 \cdot 11636}{0,1312} = 35,47 \text{ млрд.руб}$$

При эксплуатации месторождения в течение 20 лет годовой доход предприятия от разработки пластов Т1+Т2 и ДЗ составит 1782,3 млн.руб=1782300 тыс.руб

Таким образом, можно заключить, что добыча нефти с пластов Т1, Т2 и ДЗ является весьма выгодной и требует дальнейших исследований с целью разработки мероприятий по увеличению дебитов существующих скважин.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев В.В., Шарафутдинов Э.Р. (отв. исп.). Технологический проект разработки Пронькинского газонефтяного месторождения Оренбургской области. – Тюмень, ООО «ТННЦ», 2013.

2. Бабушкина А.Н., Шумилина М.В. (отв. исп.). Пересчет запасов нефти и ТЭО КИН Пронькинского месторождения Оренбургской области. – Тюмень, ООО «ТННЦ», 2008.

3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998. - 325 с.

1. Vasil'ev V.V., Sharafutdinov Je.R. (otv. isp.). Tehnologicheskij proekt razrabotki Pron'kinskogo gazonaftjanogo mestorozhdenija Orenburgskoj oblasti. – Tjumen', ООО «ТННЦ», 2013.

2. Babushkina A.N., Shumilina M.V. (otv. isp.). Pereschet zapasov nefti i TJeO KIN Pron'kinskogo mestorozhdenija Orenburskoj oblasti. – Tjumen', ООО «ТННЦ», 2008.

3. Zheltov Yu. P. Development of oil fields: Textbook for universities. - 2nd ed., reprint. and add. - M.: JSC "Nedra publishing House", 1998. - 325