

УДК 550.822.7+622.276

**ПРОВЕДЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ  
В СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ  
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

◆◆◆◆

**CONDUCTING EXPLORATION WORKS  
ON THE NORTH-WEST PART OF THE PALYANOVSKAYA AREA  
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD**

**Батыров Мухамед Измуудинович**  
Инженер-химик по буровым растворам,  
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»  
batyrov\_muhamed@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 показано, что объектом разведки является продуктивный пласт юрских отложений ЮК<sub>2-3</sub>. Представлено обоснование бурения, конструкции скважины, комплекса ГИС и лабораторных исследований керна разведочной скважины № 2280Р. Проектом предусмотрено бурение разведочной скважины проектной глубиной 2567 м (ожидаемый прирост геологических запасов по категории С<sub>1</sub> составит 675 тыс. тонн, извлекаемых – 176 тыс. тонн) и проведение полного комплекса геолого-геофизических исследований, сплошного отбора керна в интервале 2397–2432 м, а также осуществление комплекса лабораторных исследований.

**Ключевые слова:** анализ выполненных геолого-геофизических исследований; выбор методики проведения разведочных работ; геолого-геофизические исследования в скважинах; геологические условия бурения; проектирование конструкции скважин; обоснование способа и режимов бурения; обоснование типа буровой установки.

**Batyrov Muhamed Izmudinovich**  
Drilling fluid engineer,  
Company  
«Halliburton International GMBH»

**Savenok Olga Vadimovna**  
Doctor of technical sciences,  
Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields  
and underground hydromechanics,  
Ukhta state technical university

**Annotation.** The article shows that the target of exploration is the productive layer of the Jurassic deposits YuK<sub>2-3</sub>. The substantiation of drilling, well design, well logging complex and laboratory studies of the core of exploration well № 2280R is presented. The project provides for the drilling of an exploration well with a design depth of 2567 m (the expected increase in geological reserves in category C<sub>1</sub> will be 675 thousand tons, recoverable – 176 thousand tons) and a full range of geological and geophysical studies, continuous coring in the interval of 2397–2432 m, and also the implementation of a complex of laboratory studies.

**Keywords:** analysis of the performed geological and geophysical studies; selection of methods for conducting exploration work; geological and geophysical surveys in wells; geological drilling conditions; well design; substantiation of the method and modes of drilling; rig type justification.

## **А** анализ выполненных геолого-геофизических исследований

Геолого-геофизические исследования на территории Западной Сибири до 1947 года исследования носили чисто описательный характер.

В 1947 году после создания министерства геологии СССР, одной из главных задач которого было усиление нефтепоисковых работ в Сибири, были начаты планомерные геолого-геофизические исследования Среднего Приобья, куда относится район описываемого участка. Проводимые исследования перечислены в таблице 1.

Поисково-разведочные работы на Пальяновской площади начаты в 1971 году.

Промышленно-нефтеносными на участке проектных работ считаются объекты ВК (пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub>) и ЮК (пласты ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>5-6</sub> и ЮК<sub>7-9</sub>).

По состоянию на начало 2009 года 99 % текущей и около 70 % накопленной добычи нефти по месторождению обеспечивает объект ВК. Опираясь на это, можно сказать о том, что этот объект изучен наиболее полно по сравнению с объектом ЮК и в доразведке не нуждается.

Залежь пласта ЮК<sub>2-3</sub> имеет размеры 22,9×7,2 км и является самой крупной залежью объекта ЮК. В то же время пласт ЮК<sub>2-3</sub> изучен наиболее слабо (вскрыт в 10 скважинах) и рекомендуется к доизучению.

Участок бурения планируется заложением разведочной скважины в северной части восточного крыла Пальяновского поднятия. Соседние скважины №№ 44Р и 432Р дали приток нефти. Пласт ЮК<sub>2-3</sub> в этих скважинах характеризуется как чисто нефтенасыщенный, ВНК отсутствует.

Таким образом, объектом даразведки проектной скважины выбирается пласт ЮК<sub>2-3</sub>.

В соответствии с геологическим заданием на проектом участке Пальяновской площади планируется бурение одной разведочной скважины с отбором керна в пласте ЮК<sub>2-3</sub> с целью доизучения его нефтеносности. Проектом также предусматривается перевод категории запасов С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>. Будет проведено доизучение других продуктивных пластов, а именно ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>5-6</sub> и ЮК<sub>7-9</sub> путём проведения в них ГИС.

Все виды работ по разведочному бурению скважины № 2280Р, а также работы по отбору керна и геофизических исследований в скважине приведены в таблице 2.

### **Выбор методики проведения разведочных работ**

Основными продуктивными объектами на Пальяновской площади являются отложения викуловской свиты (ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2</sub>), отложения тутлеймской (ЮК<sub>0</sub>–ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>), аба-лакской (ЮК<sub>1</sub>), тюменской свиты (ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>6</sub>) и базального пласта.

Основным объектом проекта является пласт ЮК<sub>2-3</sub>, который приурочен к отложениям тюменской свиты. Абсолютная отметка кровли пласта – 2355 м, подошвы – 2390 м. Глубина залегания кровли пласта 2397 м, кровли 2432 м, таким образом, мощность исследуемого пласта составляет 35 м.

Пласт ЮК<sub>2-3</sub> сложен терригенными песчано-алевритовыми отложениями и аргиллитами. В пласте выявлена одна крупная литологически и стратиграфически экранированная залежь. Размеры залежи составляют 22,9×7,2 км, высота около 170 м. ВНК в пределах залежи не выделялся по причине отсутствия водоносных пропластков во вскрытых скважинах на территории лицензионного участка.

Участок бурения планируется заложением в северо-западной части западного крыла Пальяновской складки. Проектная глубина бурения скважины 2567 м.

В процессе строительства проектной скважины должен выполняться в максимальном объёме следующий типовой комплекс работ:

- геофизические исследования скважин;
- отбор и анализ глубинных и поверхностных проб нефти, газа и пластовой воды;
- отбор керна в объёмах предусмотренных проектом;
- лабораторные исследования керна материала.

Одной из важнейших задач поисково-разведочного бурения, наряду с выявлением залежей нефти, является изучение коллекторских свойств пород, трещиноватости, выявление прямых признаков нефтеносности. Основным методом получения этих сведений является отбор керна.

При бурении разведочной скважины № 2280Р необходимо отобрать керн из пласта ЮК<sub>2-3</sub>.

Интервал 2397–2432 м необходимо бурить со сплошным отбором керна. Линейный вынос керна должен составлять не менее 90 %.

В запроектированных интервалах отбора керна в проектной скважине № 2280Р по трудности отбора керна породы относится ко II категории.

Примерный план отбора керна по проектной скважине № 2280Р приведён в таблице 3.

Таблица 1 – Сведения об объемах и результатах геолого-геофизических работ в пределах Пальяновской площади и прилегающих площадей

№№ п/п	Год проведения работ, наименование выполнившей их организации	Метод исследования, масштаб	Полученные результаты
1	1955 год Обская аэрологическая экспедиция	Геолого-геоморфологическая съёмка масштаб 1:1000000	Составлена геологическая карта, изучены основные закономерности строения четвертичных отложений и геоморфология района
2	1953–1957 гг. Новосибирская аэромагнитная экспедиция	Аэромагнитная съёмка масштаб 1:1000000, 1:500000 Гравиметрическая съёмка масштаб 1:1000000	Результаты работ этих съёмок легли в основу схем геотектонического районирования фундамента и платформенного чехла
3	1957–1959 гг. Ханты-Мансийская нефтеразведочная экспедиция	Региональная сейсморазведка МОВ Электроразведочные работы	По результатам выделен Красноленинский свод
4	1959–64 гг. Ханты-Мансийская нефтеразведочная экспедиция	Площадная сейсморазведка МОВ	Построены структурные карты по опорным горизонтам А, Б, М, Г, выявлены Каменное, Ай-Торское, Лорбинское, Ем-Еговское, Кальмановское, Елизаровское, Ингинское, Пальяновское локальные поднятия
5	С/п 1976-81 Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции	Сейсморазведка МОВ ОГТ масштаб 1:50000	Уточнено геологическое строение восточной части Красноленинского месторождения. Построены структурные карты по горизонтам: А, Б, М, Г и соответствующие карты изохрон
6	1985–1989 гг. Туринская тематическая экспедиция	Переобработка сейсмических материалов	Уточнён структурный план восточной части Красноленинского свода по отражающим горизонтам А, Т <sub>2</sub> , Т, Б и М
7	1992 год Бембель Р.М.	Переобработка сейсмических материалов по специальной методике	Построена структурная карта по отражающему горизонту Т, детализировано строение пород-коллекторов базального горизонта
8	1998 год ОАО «Хантымансийскгеофизика»	Сейсморазведочные работы методом 3D	Выполнены сейсмические поверхности с разломами
9	2002 год Южный филиал ОАО «Хантымансийскгеофизика», центр по анализу геологической и геофизической информации (ЦАГПИ), г. Тюмень	Обработка полевых материалов 3D сейсморазведки	В интервале домеловых отложений по временному кубу 3D прокоррелированы 6 основных сейсмических горизонтов, приуроченных к стратиграфическим границам кровле отложений тулейской, абалакской, тюменской свит, базальной пачки, коры выветривания и неизменённого палеозоя, произведено трассирование разломов

Таблица 2 – Сводный перечень проектируемых работ

Виды, методы, способы, масштабы работ, условия производства (категория сложности, сечение выработки, интервалы бурения, категория пород и т.д.)	Номер нормы времени (выработки) по ССН-93	Единица работ	Проектируемый объём
1	2	3	4
Бескерновое бурение			
Диаметр 397,7 мм Интервалы: 0–70	208	м	70
Диаметр 269,9 мм Интервалы: 70–670	184	м	600
Диаметр 155,6 мм Интервалы: 670–2397 2432–2567	160 160	м м	1727 135 2532
Всего:			
Колонковое бурение			
Диаметр 151 мм Интервалы: 2397–2432	72	м	35
Всего:			35
Люминесцентно-битуминологический анализ			
Определение битуминозной текстуры под люминескопом в ультрафиолетовых лучах	2159	образец	105
Минералогический анализ			
Минералогический анализ сцементированных горных пород с подсчётом группы минералов до 5	1758	образец	105
Определение пористости пород			
Определение открытой пористости сцементированных пород методом насыщения жидкостью	2284	образец	105
Определение коэффициента открытой пористости сцементированных пород газоломометрическим методом	2286	образец	105
Определение эффективной пористости в сцементированных породах	2288	образец	105
Определение плотности пористого образца горной породы	2291	образец	105
Определение проницаемости пород			
Определение абсолютной газопроницаемости пород методом линейной фильтрации	2305	образец	105

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Определение фазовой проницаемости пород для воды и нефти	2313	образец	105
Определение водонасыщенности			
Определение остаточной водонасыщенности методом капиллярметрии	2316	образец	105
Определение физических констант			
Определение карбонатности горных пород гравитационным (весовым) методом	2321	образец	105
Определение гранулометрического состава рыхлых и сцементированных горных пород гидравлическим комбинированным методом при числе выделяемых фракций до 6	2322	образец	105
Определение удельного электрического сопротивления горных пород на установках двух и четырёх электродных схемах	2326	образец	105
Определение коэффициента вытеснения нефти в образцах с проницаемостью МД свыше 100	2327	образец	105
Определение остаточной водонефтенасыщенности горных пород прямым экстракционно-дистилляционным методом в образцах слабой и средней нефтенасыщенности измерением объема воды в аппаратах Закса (диаметр входного отверстия до 100 мм), а нефти по потере массы в аппаратах Сохслета (диаметр входного отверстия до 100 мм)	2333	образец	105
Обработка результатов анализа			
Проверка (контроль) результатов анализов и сведение их в таблицы установленной формы	2337	таблица	1
Обработка таблицы с результатами анализов, составление краткого заключения и выдача результатов	2338	заключение	1
Выполнение вспомогательных работ			
Высверливание отверстий в цилиндрах (в образцах для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости)	2344	проба	105
Изготовление (выбуривание и вытачивание) цилиндров и кубиков механическим способом из образцов горных пород	2352	цилиндр	105
Обтачивание образцов для определения открытой пористости, остаточной водонасыщенности для образцов пород любой крепости	2353	образец	105
Геофизические исследования в скважине			
Стандартный каротаж	9	М	2567
БКЗ	9	М	225
Кавернометрия	9	М	2567
Индукционный каротаж	9	М	2567
Резистивиметрия	9	М	2567
Гамма каротаж	9	М	225

Окончание таблицы 2

Нейтронный карттаж	9	М	225
Инклинометрия	9	М	2567
Итого			
Бурение		М	2567
Лабораторные исследования		образец	105
Геофизические исследования		М	2567

**Таблица 3** – Проектируемый отбор керна по скважине № 2280Р

Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора
2397–2432	35	юрские отложения	II

Для полного и всестороннего изучения геологического строения и нефтеносности отложений необходимо провести лабораторные исследования кернового материала и пластовых флюидов. Для получения максимально полной информации рекомендуется образцы пород отбирать в соотношении 3 образца на 1 метр мощности поднятого керна ( $35 \cdot 3 = 105$ ), таким образом, образцов керна для лабораторных исследований необходимо в количестве 105 шт.

Виды и объёмы лабораторных исследований кернового материала и флюидов по проектируемой скважине приведены в таблице 4.

**Таблица 4** – Ориентировочные объёмы лабораторных исследований в скважине № 2280Р

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Кол-во образцов, проб
1	Определение физических свойств (пористости, проницаемости, остаточной водонефтенасыщенности, карбонатности, водоудерживающей способности, смачиваемость, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения.)	образец	105
2	Минералогический анализ	образец	105
3	Люминесцентно-битуминологический анализ	образец	105

### **Геолого-геофизические исследования в скважинах**

В скважине планируется провести геофизические исследования, которые подразделяются на общие и детальные. Общие исследования выполнялись по всему разрезу скважин в масштабе 1:500, детальные – в продуктивных интервалах разреза в масштабе 1:200.

В интервале 0–670 м проводятся такие исследования как КС, ПС, КВ, Инкл, БКЗ.

В интервале 670–2567 м – КС, ПС, КВ, Инкл, БКЗ.

В интервалах с продуктивными пластами 2342–2567 м проводятся ГК, НК.

В интервалах 0–670 проводят АКЦ, 670–2567 метров проводятся АКЦ и ГТИ.

Стандартный каротаж проводится в скважинах в масштабе 1:500 тремя зондами:

1) подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N;

2) кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A;

3) потенциал-зондом N6.0M0.5A с одновременной записью кривой ПС, кавернометрии и индукционного каротажа.

Основной масштаб записи КС – 2,5 Ом · м/см, ПС – 12,5 мВ/см, кривой кавернометрии – 2 см/см, ИК – 10 мСим/см. Кривые зондирования и ПС регистрируются аппаратурой Э-1 и АБКТ в интервале скоростей 2000–3000 м/час; кривые кавернометрии записываются аппаратурой СКП со скоростью от 1500 до 2500 м/ч; кривые ИК записываются аппаратурой АИК-М, АИК-5 со скоростью 2000–2500 м/ч.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводится подошвенными градиент зондами размерами АО = 0,45 м, 1,05 м, 2,25 м, 4,25 м, 8,5 м и кровельным зондом с АО = 2,25 м. Кровельный градиент-зонд в подавляющем большинстве записывается в масштабе глубин 1:500, основные зонды БКЗ записывается в масштабе 1:200. В качестве регистрирующей используется аппаратура АБКТ, ЭК-1. В интервале БКЗ записывается диаграмма ПС. Основной масштаб записи диаграмм КС – 2,5 Ом · м/см, масштаб записи ПС – 12,5 мВ/см. Скорость записи составляет 2000–3000 м/ч.

Кавернометрия (КВ) проводится всему стволу скважины. Используемая аппаратура: МБКУ, АГАТ-М, ЭК-1. Скорость записи 1000 м/ч. Кривые регистрируются в масштабе 2 см/см.

Резистивиметрия проводится в интервале БКЗ в масштабе 1:200 с целью определения удельного сопротивления глинистого раствора. Запись осуществляется аппаратурой АБКТ, К-3, ЭК-1, КСП-2. Масштаб записи 0,5 Ом · м/см, скорость регистрации 2000–3000 м/час.

Радиоактивный каротаж (ГК, НК) проводится в масштабе 1:500 со скоростью 500–600 м/час только по продуктивным пластам. Использовалась аппаратура ДРСТ-3. Размер зондов НКТ – 50 см.

В качестве индикатора в канале ГК применяются кристаллы NaJ(Tl) (размером 40×40 и 40×80), для канала НКТ-50 – кристаллы ЛДНМ (размером 30×60); источник нейтронов плутониево-бериллиевый (Pu-Be), мощностью более  $9 \cdot 10^6$  нейтрон в секунду. Скорость регистрации при постоянной времени интегрирующей ячейки – 6 секунд от 220 до 500 м/час. Масштаб записи кривых ГК – 1 мкР/час на 1 см, кривых НКТ – 0,2–0,5 усл. ед. на 1 см.

Инклинометрия проводится по всему стволу с интервалом 25 м приборами КИТ, ИГН.

Акустический контроль цементирования проводится с целью определения качества цементного кольца за обсадной колонной. Регистрация параметров Ак, Ап, Тп осуществляется аппаратурой АКЦ-4. Масштаб записи Ак, Ар – 2–3 мкА/см, Тр – 50 мкс/см. Скорость записи 1200–1500 м/час.

В целом необходимо отметить, что комплекс ГИС позволяет с необходимой точностью выделять эффективные толщины, определять характер их насыщения, оценивать коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов.

### Подсчёт запасов

Впервые подсчёт запасов нефти и растворённого газа выполнен в 1986 году (протокол ГКЗ № 10101) по викуловскому горизонту Ем-Ёговской и Пальяновской площадей. В пределах Пальяновской площади запасы нефти в пласте ВК<sub>1</sub> утверждены по категории С<sub>2</sub> в количестве 100293 тыс. тонн.

Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Западно-Пальяновской площади в пределах лицензионного участка ОАО АНК «Юганефть» утверждён протоколом № 10 от 17-20.10.1995 г. Утверждены запасы продуктивных пластов ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2</sub>, ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>, ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub> и базального горизонта. По состоянию изученности на 01.12.1995 г. оперативно подсчитаны запасы нефти продуктивного пласта ЮК<sub>1</sub>, а в 2007 году на баланс поставлены запасы нефти и растворённого газа продуктивного пласта ЮК<sub>6</sub>.

В 2004 году тематической партией ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть – Ноябрьскнефтегаз» выполнена переоценка запасов нефти продуктивного пласта ЮК<sub>2-3</sub>. По материалам скважины № 1022Р, пробуренной в 2002 году, часть запасов нефти переведена из категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>.

Последний пересчёт в 2008 году «Переоценка геологических запасов нефти и растворённого газа северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения» (ЗАО «ТИНГ») на основе проведённой трёхмерной сейсморазведки, бурения новых скважин и переинтерпретации имеющегося каротажного материала уточнил запасы Пальяновского лицензионного участка в сторону уменьшения посчитанных ранее запасов по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Однако необходимость в выделении категории С<sub>2</sub> по отложениям тутлеймской и абалакской свит по аналогии с соседним Ем-Ёговским участком привела к значительному приросту запасов по непромышленной категории.

Балансовые / извлекаемые запасы нефти по месторождению составили:

- по категории В + С<sub>1</sub> – 58579 / 16116 тыс. тонн;
- по категории С<sub>2</sub> – 103383 / 23841 тыс. тонн.

В таблице 5 представлено распределение запасов нефти категории В + С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> по месторождению.

Подсчёт запасов по категории С<sub>1</sub> разведочной скважины № 2280Р приведён в таблице 6.



Таблица 5 – Распределение по категориям запасов нефти Пальяновского участка

Объект	Категория	Начальные геологические запасы, тыс. тонн	Извлекаемые запасы, тыс. тонн	КИН
ВК <sub>1-2</sub>	В + С <sub>1</sub>	44931	12402	0,276
	С <sub>2</sub>	2472	682	0,276
ЮК <sub>0</sub> <sup>1</sup>	С <sub>1</sub>	5441	1545	0,284
	С <sub>2</sub>	34887	5832	0,167
ЮК <sub>2-6</sub>	С <sub>1</sub>	6176	1611	0,261
	С <sub>2</sub>	59252	15465	0,261
Базальный горизонт	С <sub>1</sub>	2031	558	0,275
	С <sub>2</sub>	6772	1862	0,275

Таблица 6 – Подсчёт запасов по категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> разведочной скважины № 2280Р

Категория	С1
Пласт	ЮК <sub>2-3</sub>
Параметры, принятые при подсчёте:	
площадь нефтеносности F, тыс. м <sup>2</sup>	490
средневзвешенная нефтенасыщенная толщина h <sub>н</sub> , м	8
объём нефтенасыщенных пород, м <sup>3</sup>	3822
коэффициент открытой пористости k <sub>п</sub> <sup>отк</sup> , доли ед.	0,14
коэффициент нефтенасыщенности k <sub>н</sub> , доли ед.	0,52
пересчётный коэффициент θ, доли ед.	0,72
плотность нефти ρ <sub>н</sub> , кг /м <sup>3</sup>	0,816
Запасы:	
начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн	675
КИН, доли ед.	0,261
начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	176

Ожидаемый прирост балансовых запасов за счёт проведённых геологоразведочных работ на Пальяновской площади по данному проекту доразведки юрского комплекса (J<sub>2</sub>) составляет 675 тыс. тонн категории С<sub>1</sub>.

Подсчёт запасов нефти проведён объёмным методом. Этот метод является основным и основан на определении массы нефти, приведённой к стандартным условиям, в насыщенных ими объёмах пустотного пространства пород-коллекторов, слагающих залежи нефти или их части. Он применим для подсчёта запасов нефти при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов. Если внутри продуктивного пласта (горизонта) выделено два или более проницаемых пропластков (пластов), отличающихся друг от друга коллекторскими свойствами, то запасы подсчитываются по каждому из них в отдельности. Если в пределах залежи выделяется несколько категорий запасов, то запасы подсчитываются по каждой категории в отдельности. Запасы залежи в целом определяются суммированием запасов отдельных категорий.

Для подсчёта запасов нефти использовали следующие формулы:

$$Q_{бал} = F \cdot h_n \cdot k_n^{отк} \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho_n;$$

$$Q_{извл}^{нач} = Q_{бал}^{нач} \cdot \eta;$$

$$\theta = \frac{1}{b},$$

где  $Q_{бал}^{нач}$  – начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн; F – площадь нефтеносности, тыс. м<sup>2</sup>; h<sub>н</sub> – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м; k<sub>п</sub><sup>отк</sup> – коэффициент открытой пористости, доли ед.; k<sub>н</sub> – коэффициент нефтенасыщенности,

сти, доли ед.;  $\Theta$  – пересчётный коэффициент, доли ед.;  $\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, доли ед.;  $Q_{извл}^{нач}$  – начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн;  $\eta$  – коэффициент нефтеотдачи, доли ед.;  $b$  – объёмный коэффициент пластовой нефти, доли ед.

Подсчёт запасов проведён по категориям  $C_1$  по пласту ЮК<sub>2-3</sub> юрского комплекса ( $J_2$ ) в северо-западной части площади, где предусматривается проектом доразведки бурение разведочной скважины № 2280Р.

Площадь для расчёта запасов категории  $C_1$  определена по квадрату месторасположения проектной скважины 700х700 м и составляет 490 тыс. м<sup>2</sup>.

Данные для подсчёта запасов пласта ЮК<sub>2-3</sub> ( $h_n$  – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;  $k_n^{отк}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;  $k_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;  $\Theta$  – пересчётный коэффициент, доли ед.  $\left(\theta = \frac{1}{b}\right)$ ;

$\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, доли ед.;  $\eta$  – коэффициент нефтеотдачи, доли ед.;  $b$  – объёмный коэффициент пластовой нефти, доли ед.) использованы по аналогии с соседними разведанными скважинами участка проектных работ.

Ожидаемый прирост балансовых запасов нефти по категории  $C_1$  составит 675 тыс. тонн, извлекаемы запасов по категории  $C_1$  составит 176 тыс. тонн.

### Геологические условия бурения

Геологический разрез района проектируемых работ представлен преимущественно неравномерным чередованием глин, песчаников, алевролитов и аргиллитов, неоднородных по своим физико-механическим свойствам по глубине. Также породы слагающие разрез имеют различную степень устойчивости, трещиноватости и твёрдости.

Геологические условия бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Геологические условия бурения

№№ п/п	Интервал глубины, м	Описание пород	Возможные осложнения
1	0–70	супеси, пески с прослоями глин серых, бурых, песчанистых, иногда с включениями вивианита	обвалы и осыпи стенок скважины
2	70–670	глины и пески, прослой опок	обвалы и осыпи стенок скважины, в глинистых отложениях возможно прилипание и посадка бурильного инструмента
3	670–1190	переслаивание алевролитов и глин, прослоями опок и иногда песков	прилипание и посадка бурильного инструмента и поглощения бурового раствора
4	1190–2342	переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов и глин, встречаются прослой известняков	поглощения промывочной жидкости, прихваты бурового инструмента, а также нефтепроявления
5	2342–2567	песчаники, алевролиты, глины и аргиллиты	прихваты бурового инструмента, нефтепроявления

Основным средством для предотвращения осложнений в процессе бурения скважины является применение качественных промывочных жидкостей, а также крепление стенок скважины обсадными трубами.

### Проектирование конструкции скважин

Конструкция скважин должна обеспечивать:

- предотвращение осложнений в процессе бурения;
- доведение скважины до проектной глубины;
- минимум затрат на строительство скважин;
- выполнение всех требований охраны недр и окружающей среды во время бурения и эксплуатации.

С учётом геолого-физических характеристик залегаемых пород и условий вскрытия продуктивных пластов рекомендуется следующая конструкция вертикальной скважины.

1. Направление диаметром  $d = 324$  мм спускается на глубину 70 м для перекрытия неустойчивых четвертичных пород и пород журавской свиты, предания скважине устойчивого вертикального направления. Трубы отечественного производства типа ОТТМ. Башмак устанавливается в алевритах. Цементирование направления осуществляется до устья с использованием цемента ПЦТ-Д20-50.

2. Кондуктор диаметром  $d = 245$  мм спускается на глубину 670 м с целью изоляции водоносных горизонтов от ниже залегающих минерализованных пластов, перекрытия и крепления слабоустойчивых пород. Кондуктор изготавливается из обсадных труб с треугольной резьбой типа ОТТМ. Башмак устанавливается в плотные и устойчивые глины талицкой свиты. Цемент – до устья. Марка цемента – ПЦТ-Д20-50.

3. Эксплуатационная колонна диаметром  $d = 140$  мм спускается до проектной глубины, т.е. до 2567 м, с целью крепления и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, изоляции продуктивных пластов от бурового раствора повышенной плотности при бурении нижних интервалов, для предотвращения поглощения бурового раствора в интервалах продуктивных пластов. Цементирование колонны производится до устья. Марка цемента – ПЦТ-Д20-50.

Перечисленная конструкция дает возможность по снижению аварийности в результате бурения скважины.

Тип резьбового соединения обсадных труб, герметизирующие средства должны соответствовать:

- виду флюида, находящегося в колонне;
- максимальному внутреннему избыточному давлению;
- максимальной температуре, под воздействием которой находится колонна в процессе строительства и эксплуатации скважины.

Цементное кольцо в заколонном пространстве должно быть сплошным (по всему периметру), не иметь каналов и «карманов». Буровой раствор и рыхлая часть глинистой корки должны быть полностью удалены – это основные требования, выполнение которых при традиционной технологии достигается путём:

- центрирования обсадной колонны;
- прокачивания буферной жидкости;
- использования седиментационно-устойчивого тампонажного раствора.

Рекомендуется устанавливать центраторы через 10 м (на каждой трубе) в интервалах всех продуктивных горизонтов. Минимальное количество центраторов на один объект – четыре (два – выше кровли, два – ниже подошвы). Если толщина продуктивного горизонта превышает 10 м, центраторы дополнительно устанавливаются в интервале этого пласта также через 10 м. Наиболее эффективно центрируют колонну жесткие центраторы (ЦТЖ, ЦГМС, ЦПС, ЖЦБ), они должны устанавливаться в стволе с номинальным размером.

Применение центраторов позволяет получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что исключает возможность контакта между ними и возможность обеспечить полную изоляцию цементным раствором.

Перед спуском колонн необходимо произвести подготовку ствола скважины. Запрещается приступать к спуску обсадных труб в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора, флюидопроявлениями, осыпями и обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны до ликвидации этих осложнений.

Спуск обсадной колонны начинается только после проведения полного комплекса подготовительных работ и проверки исправности бурового оборудования при наличии на буровой утвержденного и доведенного до сведения каждого исполнителя плана работ.

### **Обоснование способа и режимов бурения**

Основные требования к организации и производству буровых работ – это безаварийная проводка ствола скважины, снижение себестоимости метра проходки и ми-

нимально возможное техногенное воздействие на окружающую природную среду, недра и подземные воды при обеспечении запланированных объемов бурения.

Проектные интервалы бурения:

- интервал 0–70 метров: бурение под направление диаметром 324 мм (бескерновое бурение сплошным забоем, используемое долото III 393,7 М-ЦГВ-С51 типа М с наружным диаметром 393,7 мм);
- интервал 70–670 метров: бурение под кондуктор диаметром 245 мм (бескерновое бурение сплошным забоем, используемое долото 269,9 СТ-ГН-R07 типа С с наружным диаметром 269,9 мм);
- интервал 670–2397 метров: бурение под эксплуатационную колонну диаметром 140 мм (бескерновое бурение сплошным забоем, используемое долото 155,6 СЗ-ГАУ-R238 типа С, с наружным диаметром 155,6 мм);
- интервал 2397-2432 метров: колонковое бурение с отбором керна твердосплавной коронкой К155,6/67М (с наружным диаметром 155,6 мм), керноприёмник УКР-122/67 (Тенгиз).
- интервал 2432–2567 метров: бескерновое бурение сплошным забоем долото 155,6 СЗ-ГАУ-R238 типа С (с наружным диаметром 155,6 мм).

В качестве породоразрушающего инструмента необходимо использовать шарошечные долота двух типов М и С, а также твердосплавную коронку К155,6/67М. Данные типы долот и коронок позволяют проходить имеющиеся в разрезе мягкие и средние породы I–IV категорий, а также твёрдые породы V–VI категорий по буримости.

Долото типа М:

- наружный диаметр 393,7 мм;
- наружный диаметр корпуса 390 мм;
- допустимая нагрузка составляет 470 кН;
- допустимая частота вращения 200 об./мин.

Долото типа С:

- наружный диаметр 244 мм;
- наружный диаметр корпуса 240 мм;
- допустимая нагрузка составляет 400 кН;
- допустимая частота вращения 150–180 об./мин.

Долото типа С:

- наружный диаметр 155,6 мм;
- наружный диаметр 152 мм;
- допустимая нагрузка 360 кН;
- допустимая частота вращения 160 об./мин.

Твердосплавная коронка К155,6/67М:

- наружный диаметр 155,6 мм;
- наружный диаметр корпуса 150 мм;
- число шламовых пазов – 6;
- нагрузка на бурголовку – 2–12 тонн;
- допустимая частота вращения 60–120 об./мин.;
- удельный расход жидкости на 1 см диаметра коронки – 12–16 л/мин.

В процессе отбора керна используется керноприёмник УКР-122/67 (Тенгиз):

- наружный диаметр корпуса – 122 мм;
- диаметр керна – 67 мм;
- количество секций – 2 шт.;
- длина керноприёмника – 6150 мм;
- масса – 400 кг.

Типы и параметры буровых растворов должны обеспечивать качественную проводку и устойчивость ствола скважины, а также в максимальной степени сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов.

Пластовые давления на месторождении позволяют использовать буровые растворы с низкой плотностью. Рекомендуются использовать промывочные жидкости на глинистой основе.

Промывочные жидкости предназначены для выполнения следующих основных технологических функций:

- удаления бурового шлама с забоя при бурении и вынос его восходящим потоком по стволу скважины на поверхность;
- охлаждения породоразрушающего инструмента при бурении;
- сохранения и повышения устойчивости стенок скважины в горных породах, склонных к нарушению их сплошности;
- уменьшения трения элементов породоразрушающего инструмента и бурильной колонны о горную породу;
- удерживания во взвешенном состоянии частиц бурового шлама и утяжелителя при внезапном прекращении циркуляции по стволу скважины.

При бурении пород в интервале глубин от 0 до 670 м необходимо использовать силикатный глинистый раствор, так как породы в данном интервале низко- и среднеустойчивые (преимущественно глины). Основные свойства силикатного глинистого раствора:

- плотность  $\rho = 1,08-1,20$  г/см<sup>3</sup>;
- водоотдача  $B = 6-10$  см<sup>3</sup>/30 мин.;
- вязкость  $T = 20-30$  с;
- рН = 8–9.

Состав: нормальный глинистый раствор +1,5–5,0 % ингибитора жидкого стекла +0,5–1 % стабилизатора карбоксиметилцеллюлозы (КЦМ) +3–5 % понизителя вязкости жидкого углещелочного раствора (УЩР).

При бурении интервала от 670 до 2567 м применяется нормальный глинистый раствор. Основные свойства:

- плотность  $\rho = 0,7-1,13$  г/см<sup>3</sup>;
- $B = 20-30$  см<sup>3</sup>/30 мин.;
- $T = 16-20$  с.

Состав: 8–22 % качественной глины + вода.

Исходя из представленного разреза, целесообразно использовать роторный способ бурения шарошечными долотами.

Проектом предусмотрено использование ротора типа Р-700 со следующими техническими характеристиками:

- диаметр отверстия в столе ротора – 700 мм;
- допустимая статическая нагрузка на столе ротора – 500 кН;
- статический крутящий момент – 120 кН · м;
- частота вращения стола ротора – не более 350 об./мин.;
- масса – 7 тонн.

В геологоразведочном бурении по различным горным породам эффективность разрушения пород обусловлено, прежде всего, высокими частотами вращения и удельными осевыми нагрузками на породоразрушающий инструмент. Исходя из этого, целесообразно выбрать стальные бурильные трубы. Они имеют гладкую наружную поверхность, что позволяет максимально приблизить их наружный диаметр к диаметру скважины, т.е. создать наиболее благоприятные условия для их работы на высоких частотах вращения и осевых нагрузках. Также они обладают высокой прочностью, удобством и быстротой свинчивания замковых резьб.

В процессе бурения необходимо использовать бурильные трубы типа СБТ.

СБТ ПН-102×8,4: наружный диаметр трубы – 102 мм, толщина стенки 8,4 мм, наружный диаметр замка – 152,4, группа прочности – Д, масса 1 м трубы 23,59 кг. Максимально допустимая растягивающая нагрузка составляет 930 кН. Наибольший крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, составляет 23,15 кН·м. Жёсткость трубы при изгибе равна 253,3 кН·м<sup>2</sup>, при сдвиге жёсткость составляет 277 кН·м<sup>2</sup>.

Длина трубы составляет 12 м. Так как масса 1 м = 23,59 кг, вычислим массу одной трубы:

$$m = 23,59 \cdot 12 = 283,1 \text{ кг.}$$

Использование труб данного размера необходимо на всю глубину скважины 2567 м. Вычислим количество необходимых труб:

$$2567 \text{ м} / 12 \text{ м} = 214.$$

Масса буровой колонны равна:

$$214 \cdot 283,1 = 60583,4 \text{ кг} = 605,83 \text{ кН}.$$

Свеча свинчивается из 2 труб длиной 12 м, её длина составит  $l_{\text{св}} = 24 \text{ м}$ .

### Обоснование типа буровой установки

Буровая установка выбирается исходя из глубины скважины. Так как проектная глубина скважины № 2280Р составляет 2567 м, то для бурения скважины следует выбрать буровую установку БУ 3200/200ЭУК-2М2. Данная буровая установка предназначена для кустового бурения скважин на нефть и газ с условной глубиной бурения 3200 м в районах с умеренным климатом при температурах от  $-45 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $+40 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Оборудование состоит из следующих основных частей:

- лебёдка буровая ЛБУ22-720;
- насос буровой УНБТ-950А;
- ротор Р-700;
- кронблок УКБ-6-250;
- крюкоблок УТБК-5-225;
- вертлюг УВ-250МА;
- вышка ВМР-45х200У;

Общий вид буровой установки представлен на рисунке 1.

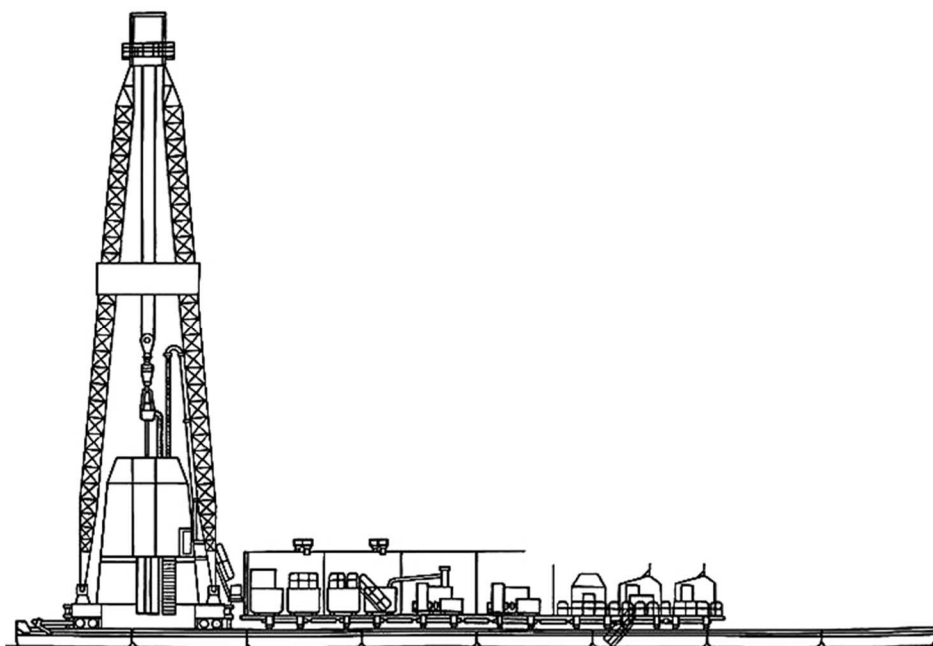


Рисунок 1 – Общий вид буровой установки БУ 3200/200ЭУК-2М2

В таблице 8 приведены основные технические данные буровой установки БУ 3200/200ЭУК-2М2.

Таблица 8 – Технические характеристики буровой установки БУ 3200/200ЭУК-2М2

Характеристика	Значение
1	2
БУ 3200/200ЭУК-2М <sup>2</sup>	
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны, м/с	0,2 ±0,05

Окончание таблицы 8

1	2
Условная глубина бурения (при массе буровой колонны 120 тонн), м	3200
Скорость подъёма элеватора (без нагрузки), м/с	не менее 1,5
Расчётная мощность на входном валу съёмного агрегата, кВт	670
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700
Расчётная мощность привода ротора, кВт	не более 370
Мощность бурового насоса, кВт	950
Вид привода	Э
Высота основания (отметка пола буровой), м	7,2 (6,0)
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	5,7 (4,7)
<b>Ротор Р-700</b>	
Расчётная мощность привода ротора, кВт, не более	370
Проходной диаметр стола ротора, мм	700
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	500
Статический крутящий момент, кН·м	120
Частота вращения стола ротора, об./мин.	до 350
Масса ротора, кг	7000

**Конструктивные особенности и преимущества:**

- установка может бурить скважины на грунтах с низкой несущей способностью, при этом отпадает необходимость в укладке и нивелировании бетонных плит;
- сроки разбуривания куста сокращаются за счёт перемещения в пределах куста всего эшелона, включая вышечно-лебёдочный блок с комплектом бурильных труб, установленных на подсвечниках;
- центрирование и выравнивание вышечно-лебёдочного блока осуществляется в процессе бурения;
- оптимальный режим бурения выбирается за счёт 100 % регулируемого привода основных механизмов и применения регулятора подачи долота;
- оборудование и персонал размещаются в утеплённых укрытиях с обогревом;
- электропривод лебёдки обеспечивает торможение бурильных и обсадных колонн, механический дисковый тормоз работает только как стояночный и аварийный;
- система управления главными механизмами выполнена на базе микропроцессорных контроллеров, что повышает надёжность и снижает утомляемость бурильщика;
- транспортирование с куста на куст ведётся крупными блоками на тяжеловозах, мелкими блоками – на трейлерах и агрегатах – на транспорте общего назначения.

### **Литература**

1. Бриллиант Л.С. [и др.]. Технологическая схема разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения : договор № 273 от 26.06.2006. – Тюмень : ЗАО «ТИНГ», 2006. – 469 с.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. 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.
4. 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.
5. Изотов А.А. [и др.]. Дополнение к Технологической схеме разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения. – Тюмень : ООО «Газпром-нефть-Хантос», ЗАО «ТИНГ», 2009. – 44 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Новгородов В.В. Анализ разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения. – Тюмень, 2006. – 23 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Шпильман В.И. [и др.]. Атлас геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск, 2004. – 35 с.
14. Анализ разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27_0.html)
15. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ причин кольматации призабойной зоны скважины при первичном вскрытии // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 02 – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/23.PDF>
16. Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах Каменной площади Краснотенинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72.
17. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
18. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
19. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
20. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
22. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
23. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

## References

1. Brilliant L.S. [et al.]. Technological scheme for the development of the north-western part of Palya-Novskaya area of the Krasnoleninskoye deposit: contract № 273 dated 26.06.2006. – Tyumen : ZAO «TING», 2006. – 469 p.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Isotov A.A. [et al.]. Addendum to the Technological Scheme for Development of the North-Western part of Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. – Tyumen : Gazpromneft-Khantos LLC, ZAO TING, 2009. – 44 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.



8. Novgorodov V.V. Analysis of development of the north-western part of Palyanovskaya area of the Kraso-Noleninskoye deposit. – Tyumen, 2006. – 23 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocheerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
13. Shpilman V.I. [et al.]. Atlas of geology and oil and gas bearing capacity of Khanty-Mansi Autonomous District. – Khanty-Mansiysk, 2004. – 35 p.
14. Analysis of development of the north-western part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27_0.html)
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the reasons of the wellbore zone colmatation at primary opening // Bulletin of student science of the information systems and programming department. – 2018. – № 02 – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/23.PDF>
16. Batyrov M.I., Shiyan S.I. Pointervalnaya evaluation of cementing quality of casing coils in wells and sidetracks within the Stone Area of Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
17. Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.. Geological Basis for Analysis of Development of North-Western Part of Palyanovskaya Square of Krasnoleninskoye Deposit // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 73–93.
18. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishment of conditions of occurrence of the factors of pre-beach complications // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
19. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of forecasting the state of the collector rocks // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
20. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of development of multilayer deposits // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
21. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
22. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental studies of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Gornyi Informational-Analytical Bulletin. Proc. of Intern. Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
23. Savenok O.V. Theoretical basics of oil and gas field development. Certificate of State Registration of a Database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of entry December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.