

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ
СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASES FOR ANALYSIS OF DEVELOPMENT
OF THE NORTH-WESTERN PART OF THE PALYANOVSKAYA AREA
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD**

Батыров Мухамед Измудинович
Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Савенок Ольга Владимовна
доктор технических наук,
профессор кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Анискин Владимир Викторович
студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
vladimir.aniskin1996@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено геологическое строение северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Приводится описание участка работ, его экономико-географическая характеристика, геолого-геофизическая изученность, стратиграфия, тектоника, нефтегазональность основных продуктивных пластов и гидрогеология. Целью разведочных работ является изучение продуктивных пластов и выявление продуктивных зон. Эти цели достигнуты путём проведения геолого-геофизических исследований (изучение керна, лабораторные исследования и ГИС). По результатам бурения разведочной скважины № 2280R получена новая геолого-геофизическая информация, позволяющая оценить запасы углеводородов в продуктивных пластах юрских отложений и уточняющая возможности их разработки.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения; геолого-геофизическая изученность района; основные этапы геологоразведочных работ; изученность участка бурением и кернами; геофизические исследования скважин в процессе бурения; геолого-геофизические условия исследований; гидродинамические исследования скважин.

Batyrov Muhamed Izmudinovich
Drilling fluid engineer,
Company
«Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of technical sciences,
Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Aniskin Vladimir Viktorovich
Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological University
vladimir.aniskin1996@mail.ru

Annotation. The article considers the geological structure of the north-western part of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. A description of the site of work, its economic and geographical characteristics, geological and geophysical knowledge, stratigraphy, tectonics, oil and gas content of the main productive strata, and hydrogeology are given. The purpose of exploration is to study reservoirs and identify productive zones. These goals were achieved by conducting geological and geophysical research (core study, laboratory research and well logging). Based on the results of drilling exploratory well № 2280R, new geological and geophysical information was obtained that allows us to estimate hydrocarbon reserves in productive strata of Jurassic deposits and clarifies the possibilities for their development.

Keywords: geological structure of the field; geological and geophysical knowledge of the area; main stages of exploration; exploration of the site by drilling and core material; geophysical studies of wells during drilling; geological and geophysical research conditions; hydrodynamic studies of wells.

Экономико-географическая характеристика района работ

В административном отношении Пальяновская площадь, входящая в состав Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения, в пределах лицензионного участка расположена в Октябрьском районе Ханты-Мансийского АО Тюменской области на левом берегу реки Оби. Описываемый район обжит достаточно слабо. Ближайший

населённый пункт – посёлок Пальяново, расположен в 7,5 км к юго-западу от лицензионной границы. Населённые пункты – Красноленинский, Урманский, Каменный расположены на р. Оби и её притоках.

В непосредственной близости к рассматриваемой площади находятся разрабатываемые Ем-Ёговская, Талинская (с запада) и Каменная (с юго-востока) площади этого же месторождения (рис. 1).

Территория характеризуется развитой инфраструктурой, включающей в себя все элементы обустройства промыслов (водоводы, нефте- и газопроводы, ДНС, КНС, внутрипромысловые автодороги, линии электропередач, подстанции и т.п.).

Пальяновская площадь связана трубопроводом с НПС «Шаим», где нефть поступает в магистральный нефтепровод, доставляющий её в крупные нефтеперерабатывающие центры.

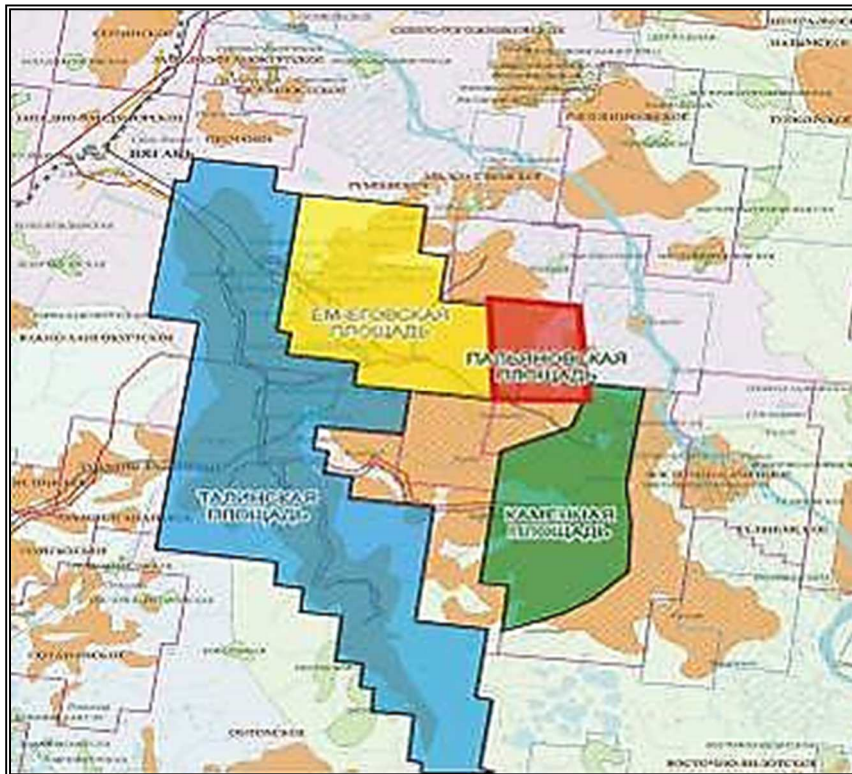


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Добываемый попутно газ после переработки на Красноленинском ГПЗ, находящемся в 27 км от г. Нягань, используется в качестве котельного топлива в г. Нягань и г. Урай и частично поступает в проходящий поблизости магистральный газопровод.

В составе Красноленинского месторождения выделяются Талинская, Ем-Ёговская, Пальяновская, Каменная, Ингинская, Восточно-Ингинская, Сосново-Мысская, Лебязья и ряд других площадей.

Геолого-геофизическая изученность района

Основные этапы геологоразведочных работ

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 описываемый район.

В период 1953–1957 гг. проведена аэромагнитная съёмка масштабов 1:1000000, 1:500000 Новосибирской аэромагнитной экспедицией и гравиметрическая съёмка масштаба 1:1000000 ТГУ РСФСР.

В период 1957–1959 гг. в междуречье Оби и Конды выполнялись региональные сейсмические исследования МОВ и электроразведочные работы Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедицией.

В 1976–1981 гг. на исследуемой территории Тюменской комплексной геологоразведочной экспедицией выполнялись детальные сейсмические исследования МОВ ОГТ масштаба 1:50000 по системе многократного прослеживания (ОГТ).

В период с 1985 по 1989 гг. Туринской тематической экспедицией проведена переработка всех сейсмических материалов восточной части Краснотеннинского свода. В результате уточнён структурный план восточной части Краснотеннинского свода по отражающим горизонтам А, Т₂, Т, Б и М.

В 1998 году ОАО «Хантымансийскгеофизика» проведены сейсморазведочные работы методом 3D.

В 2002 году проведена обработка полевых материалов 3D сейсморазведки южным филиалом ОАО «Хантымансийскгеофизика» «Центр по анализу геологической и геофизической информации» (ЦАГГИ) в г. Тюмень.

В полевой сезон 2006-2007 гг. проведена 3D сейсмика в объёме 200 км², «Тюменьгеофизика» выполнила полевые работы в объёме 90 км², завершение работ было запланировано на сезон 2007–2008 гг.

Изученность участка бурением

Поисково-разведочные работы на Пальяновской площади начаты в 1971 году заложением скважины № 22Р в присводовой части поднятия. При опробовании скважины в интервале а.о. – 2316,3–2399,6 м (тюменская свита + палеозой) получен фонтанирующий приток нефти дебитом 192 м³/сут. на 8-мм штуцере. Отложения тутлеймской и викуловской свит в скважине № 22Р не опробовались.

В 1971 году составлен проект на поисковое бурение, которым предусматривалось в пределах Пальяновской площади пробурить 10 разведочных скважин. Целевыми задачами проектируемых работ являлись: изучение геологического строения; перспектив нефтегазоносности юрских (тюменская, абалакская и тутлеймская свиты) и нижнемеловых (викуловская свита) отложений, а также поиски в них залежей нефти и газа.

В период 1972–1974 гг. на Пальяновской площади пробурены 5 скважин №№ 21Р, 23Р, 26Р, 27Р и 29Р, которые закладывались с целью выявления границ распространения залежей нефти и изучения их геологического строения. Во всех пробуренных скважинах, вскрывших отложения юры и палеозоя, ниже-среднеюрские отложения испытывались в открытом стволе совместно с образованиями коры выветривания и доюрского фундамента, а в целом ряде скважин и совместно с тутлеймской и абалакской свитами.

В 1975 году поисково-разведочные работы в пределах Пальяновской площади значительно активизировались. В связи с тем, что по базисному объекту разведки (тюменская свита) ни в одной из скважин не были вскрыты водонасыщенные коллекторы (все скважины дали безводные притоки нефти или оказались сухими).

В период 1976–1978 гг. в пределах исследуемой территории пробурены 3 скважины №№ 37Р, 42Р и 44Р, которые закладывались на восточном и западном крыльях Пальяновской складки с целью изучения нефтегазоносности юрских (пласты ЮК₀–ЮК₁¹, ЮК₂₋₆) отложений и уточнения контура нефтеносности залежи викуловского (пласт ВК₁) горизонта.

С 1980 по 1985 гг. на изучаемой территории пробурены лишь 2 скважины №№ 96Р и 414Р. Скважина № 414Р пробурена как дублёр скважины № 26Р. При совместном испытании среднеюрских отложений (пласты ЮК₂₋₉) и базального пласта открытым забоем в скважинах получены: в скважине № 414Р приток безводной нефти, в скважине № 96Р незначительный приток пластовой воды.

В 1986 году по заданию Главтюменьгеологии на Пальяновской площади совместно с Ем-Ёговской площадью произведён подсчёт запасов нефти по викуловскому горизонту (пласт ВК₁). При утверждении запасов в ГКЗ запасы нефти по пласту ВК₁ в пределах Пальяновской площади полностью были отнесены к категории С₂.

На Пальяновской площади в период 1986–1994 гг. пробурены 15 разведочных скважин, 8 из них остановлены бурением в отложениях викуловской свиты и только 7 скважин (№№ 432Р, 441Р, 455Р, 457Р, 458Р, 465Р и 1001Р) пройдены до фундамента. Отложения викуловского горизонта вскрыты всеми 15 разведочными скважинами.

Основная цель бурения – изучение строения и продуктивности залежи пласта ВК₁. Скважины в большинстве случаев располагались в сводовых и присводовых частях Пальяновского и Сиговского локальных поднятий. Скважинами №№ 455Р и 457Р определялась северная граница залежи пласта ВК₁. Недоразведанным остался купол в районе скважины № 44Р, где не опробовано ни одной скважины. Кроме того, все 4 скважины №№ 44Р, 432Р, 455Р и 457Р заложены в крыльевых частях этого купола.

В пласте ВК₂ в сводовой части Пальяновского поднятия скважинами №№ 543Р и 582Р выявлена небольшая залежь нефти.

В период 2002–2008 гг. на Пальяновской площади пробурены 5 скважин №№ 1009Р, 1022Р, 600Р, 601Р и 603Р. Основная цель бурения – изучение строения и продуктивности залежей тутлеймской, абалакской и тюменской свит.

По состоянию на 01.01.2019 г. на территории Краснотеннинского месторождения в пределах Пальяновского лицензионного участка пробурено 37 поисково-разведочных скважин (табл. 1) общей проходкой 85701 м.

Изученность кернавым материалом

Отбор керна производился с целью изучения коллекторских свойств, литолого-петрофизической характеристики пород продуктивных пластов Пальяновской площади. С отбором керна из продуктивных пластов пробурено 32 скважины.

Таблица 1 – Сведения об объемах бурения по годам

Год	Номера скважин	Количество скважин	Метраж
1971	22Р	1	2432
1972	21Р	1	1527
1973	23Р, 26Р	2	5088
1974	27Р, 29Р	2	4973
1975	30Р, 31Р, 32Р, 35Р, 38Р	5	12475
1976	34Р, 42Р, 44Р	3	7836
1977	37Р	1	2564
1980	96Р	1	2718
1981	414Р	1	2491
1987	543Р, 544Р	2	3061
1988	536Р, 569Р	2	2995
1989	432Р, 579Р, 581Р, 582Р, 583Р	5	8591
1991	441Р, 455Р	2	5282
1992	457Р, 458Р	2	5130
1993	1001Р	1	2427
1994	465Р	1	2562
2002	1009Р, 1022Р	2	5598
2008	600Р, 601Р, 603Р	3	7951
Итого		37	85701

По отложениям викуловской свиты общий линейный вынос составил 520,5 м при проходке 234,7 м (или 45,1 %). По отложениям тутлеймской, абалакской и тюменской свит общий линейный вынос составил 667,7 м при проходке 1195,3 м (или 55,9 %). По разведочным и эксплуатационным скважинам пройдено по продуктивной части пластов 567,1 м, общий линейный вынос составил 373,7 м при проходке 227,5 м (или 60,9 %).

Геофизические исследования скважин в процессе бурения

В поисковых и разведочных скважинах комплекс методов ГИС выполнялся в соответствии с действующими документами: «Техническая инструкция по проведению

геофизических исследований в скважинах», «Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения на нефть и газ» в концерне «Тюменьгеология» (1990 г.).

Комплекс ГИС для общих исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины:

- стандартный каротаж;
- индукционный каротаж;
- кавернометрия;
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, НКТ);
- инклинометрия;
- термометрия;
- газовый каротаж;
- ОЦК;
- акустическая цементометрия (АКЦ);
- гамма-гамма цементометрия.

Комплекс ГИС для детальных исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:200 в интервале продуктивных пластов:

- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрокаротаж (МК);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микробоковой каротаж и микрокавернометрия (МБК + МКВ);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, НКТ);
- гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П);
- акустический каротаж (АК);
- резистивиметрия;
- кавернометрия (профилеметрия) скважины.

Краткая характеристика условий проведения геофизических работ

Бурение скважин проводилось на пресном глинистом растворе удельного веса 1,10–1,20 г/м³, вязкости 20–60 секунд, водоотдачи не более 10 см³ за 30 минут. Для обработки глинистого раствора применялись КМЦ, ГКЖ, графит, игетан, каустическая сода, нефть, нитролигнин. Диаметры разведочных скважин составляют – 0,19 м, в эксплуатационных скважинах – 0,216 м.

Методика (технология) проведения ГИС определялась геологическими задачами. Промышленно-геофизические исследования в скважинах проводились или сразу же после вскрытия викуловской свиты или после вскрытия юрских отложений. Если в первом случае отмечается небольшая глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласты (2–4 диаметра скважины), то во втором случае глубина проникновения фильтрата бурового раствора составляет около 12 диаметров скважины. Во всех скважинах отмечается повышающее проникновение.

Геофизические исследования поисково-разведочных скважин выполнялись интервально в один или несколько приёмов.

В пределах одного этапа очередность проведения ГИС определялась степенью влияния зоны проникновения на показания отдельных методов, а также особенностями интерпретации методов ГИС. Первыми регистрировались кривые БКЗ, БК, МЗ, ИК, МБК, КВ, необходимые для получения информации о состоянии ствола скважины и определения удельных электрических сопротивлений пластов в радиальном направлении. Виды каротажа, отражающие пористость и литологию пород (НГК, НКТ, АК, ГГК-П, ГК), выполнялись в конце основных исследований, как менее подверженные влиянию промысловых жидкостей и их фильтратов.

В соответствии с требованиями технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах микрозондирование (МЗ), микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (КВ) проводились в скважинах с углом наклона ствола, не превышающим 15°.

Оценка качества материалов ГИС осуществлялась при подготовке оперативных заключений по скважинам. Проверка материалов велась в соответствии с требованиями действующей инструкции по проведению ГИС и ведомственных приказов и распоряжений.

Окончательная оценка пригодности материалов ГИС для количественного определения параметров коллекторов устанавливалась на этапе комплексной интерпретации. По результатам такой оценки качества материалов ГИС проверялись и при необходимости уточнялись масштабы регистрации кривых.

Однако полнота и качество полученных материалов ГИС совместно с результатами испытаний, исследованиями керн обеспечивают решение таких геологических задач, как стратиграфическая идентификация отложений, литологическое расчленение и корреляция разрезов, выделение коллекторов и определение эффективных нефтенасыщенных толщин, установление положения ВНК и определения подсчетных параметров продуктивных объектов.

Геолого-геофизические условия исследований

Основными продуктивными объектами на Пальяновской площади являются отложения викуловской свиты ($ВК_1, ВК_2$), отложения тутлеймской ($ЮК_0-ЮК_0^1$), абалакской ($ЮК_1$), тюменской свиты ($ЮК_{2-3}, ЮК_4$ и $ЮК_6$) и базального пласта.

При обработке использовались имеющиеся результаты испытания продуктивных пластов и результаты определения физических свойств на керне по скважинам №№ 21Р, 22Р, 23Р, 27Р, 29Р, 31Р, 32Р, 35Р, 37Р, 414Р, 543Р, 544Р, 579Р, 581Р, 582Р и 583Р.

Коллектора продуктивных пластов $ВК_1$ и $ВК_2$ Пальяновской площади по фильтрационно-емкостным свойствам имеют поровый тип пространства и по классификации А.А. Ханина относятся к IV–V классам: открытая пористость по керну изменяется от 19,6 до 29,9 %, проницаемость варьирует от $0,38 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $888,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², а в отложениях тюменской свиты породы-коллектора относятся к коллекторам VI класса по А.А. Ханину: открытая пористость по керну изменяется от 11,3 до 18,2 %; проницаемость – $0,025-5,50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В целом термобарические условия залегания пластов и технологические условия бурения скважин являются благоприятными для проведения ГИС, получения качественного диаграммного материала и обработки полученных материалов ГИС.

Гидродинамические исследования скважин

За период разработки было проведено 50 гидродинамических исследований (ГДИ), из них 23 методами КВД, 15 – методами КВУ, 6 – КПД, в 47-и добывающих скважинах (43 % от пробуренного фонда скважин), дважды проведено гидропрослушивание.

Наибольшее количество исследований приходится на 1972–1981 гг., в эти периоды проведено 57,1 % исследований от общего числа ГДИ. С 1998 по 2006 гг. проведено 9 исследований пластов. В 2006 проведено 2 исследования в двух скважинах на объектах $ВК_1$ и $ЮК_{2-3}$. В 2008 году исследовался в основном нагнетательный фонд объекта $ВК$. Всего исследовано 9 скважин, в одной скважине проведены исследования в целом по юрским отложениям.

Стратиграфия

Пальяновская площадь приурочена к Красноленинскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области.

Проектная глубина закладываемой скважины составляет 2567 м, таким образом, она вскрывает мезозойские отложения не полностью. Следовательно, в литолого-стратиграфической характеристике разреза не рассматриваются породы фундамента триасового возраста, представленные туринской серией, а также нижний отдел юрской системы, который представлен гравелитами, песчаниками и прослоями глин шеркалинской свиты.

Ниже приведена сводная стратиграфическая колонка Пальяновской площади Красноленинского месторождения.

Мезозойская эратема МZ.

Юрская система J.

Средний отдел J_2 .

В подошвенной части отложений тюменской свиты (J_{2tm}) часто встречаются песчаные тела, по своим фильтрационно-емкостным свойствам отличающиеся от

остального разреза свиты. По описанию керна – это породы, представленные плохоотсортированными крупнообломочными конгломератами с обломками и галькой разнообразных пород, в том числе обломками метаморфизованного фундамента, сцементированными песчано-глинистым материалом. В фаціальном отношении относятся к пролювиальным и аллювиальным конусам выноса.

В разрезе тюменской свиты выделяются три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя.

Нижняя подсвита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глин и углей. Породы часто слабоотсортированные с высокой долей глинистого и алевролитистого материала. Характерен растительный детрит. Встречаются единичные двустворки.

Возраст по данным анализов спорово-пыльцевого комплекса соответствует аалену. В разрезе подсвита представлена пластами ЮК₇₋₉.

Средняя подсвита в верхней части представлена слабо отсортированными песчаниками с прослоями буровато-серых алевролитовых глин и углей. В нижней части глины горизонтально-слоистые, с обугленным растительным детритом, корневидными растительными остатками. Встречаются единичные фораминиферы и двустворки. Спорово-пыльцевые комплексы относятся к байосу. Подсвита соответствует в разрезе пластам ЮК₅₋₆.

Верхняя подсвита представлена неравномерным переслаиванием глин и алевролитистых песчаников с некоторым преобладанием последних в средней и верхней частях. Породы плохо сортированные, почти «мусорные», характерен обугленный растительный детрит, корневые системы, изредка встречается пирит и единичные двустворки. Спорово-пыльцевые комплексы бата и нижнего келловея. Подсвита соответствует в разрезе пластам ЮК₂₋₄.

Мощность тюменской свиты на Пальяновской площади изменяется от 0 до 330 м. Максимальные мощности отмечаются в пониженных участках рельефа фундамента. По направлению к сводовым участкам рельефа по фундаменту мощности тюменской свиты сокращаются за счёт выпадения нижних частей разреза.

Верхний отдел J₃

Верхнеюрские отложения в данном районе представлены морскими и прибрежно-морскими осадками. Они объединяются в абалакскую и тутлеймскую свиты нижней части полудинского надгоризонта.

Стратиграфический диапазон абалакской свиты от верхней части нижнекелловейского подъяруса до кимериджского яруса, тутлеймский – титонский ярус и низы берриаского яруса.

Абалакская свита (J_{3ab}) представлена двумя подсвитами: нижней и верхней. Граница между подсвитами нечёткая и часто условная.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами тёмно-серыми с буроватым оттенком, алевролитистыми с линзовидно-волнистой слоистостью, с обилием обломков ростров белемнитов, раковин пелеципод и отпечатков аммонитов. В основании подсвиты, в глинах, отмечается значительная примесь песчано-алевровитового материала, а также прослои песчаников и алевролитов. В нижней её части довольно часто встречается тонкий карбонатный пласт оолитового строения с сидеритовым цементом.

Отложения подсвиты прослеживаются на всей территории района, за исключением наиболее возвышенных участков. В верхней части подсвиты преобладают аргиллиты тёмно-серые, тонкоотмученные.

Обнаруженная фауна позволяет отнести вмещающие отложения к келловею и к нижнему и среднему оксфорду. Толщина нижней подсвиты достигает 15 м.

Верхняя подсвита представлена тёмно-серыми и чёрными аргиллитами, тонкоотмученными, с многочисленными карбонатными конкрециями сложного железисто-марганцево-кальцитового состава с включениями глауконита и пирита. Нередко встречаются маломощные прослои глауконитов и глауконитизированных алевролитов, а также карбонатов (в нижней части исключительно сидеритового состава) Отложения содержат обломки раковин пелеципод, остатки аммонитов и белемнитов.

Обнаруженная фауна позволяет считать, что верхняя подсвита абалакской свиты имеет возраст от верхнего оксфорда до киммериджа включительно. Толщина подсвиты – до 20 м.

К трещиноватым карбонатным прослоям на Пальяновской площади и на соседних площадях приурочен продуктивный пласт ЮК₁.

Толщина абалакской свиты в целом составляет 37 м.

Тутлеймская свита (J3tt) распространена повсеместно. Отложения согласно залегают на породах абалакской свиты. Породы представлены тёмно-серыми, до черных, битуминозными аргиллитами, плитчатыми плотными, массивными или рыхлыми, листоватыми, горизонтально-слоистыми в зависимости от состава. Верхняя половина свиты интенсивно пиритизирована. Пирит присутствует в виде очень тонких субпараллельных слоёв, толщиной в десятые доли миллиметров. Отмечаются маломощные (обычно не более 1 м) карбонатные пропластки.

В отложениях отмечаются остатки ихтиофауны, онихитов, ростров белемнитов, раковин аммонитов. По этим данным, с учетом положения в разрезе, возраст тутлеймской свиты определён от титонского яруса верхней юры до низов берриаса. Толщина тутлеймской свиты 15–40 м.

К трещиноватым прослоям аргиллитов на Пальяновской площади и на соседних площадях приурочен продуктивный пласт ЮК₀–ЮК₀¹.

С кровлей тутлеймской свиты связан отражающий горизонт Б.

Меловая система К

Меловая система представлена верхним и нижним отделами. Отложения меловой системы развиты повсеместно.

Нижний отдел К₁

В составе нижнего отдела меловых отложений Красноленинского нефтеносного района выделяются верхняя часть отложений тутлеймской свиты, фроловская, кошайская, викуловская и хантымансийская свиты.

Тутлеймская свита (верхняя часть) представлена тёмно-серыми и серыми, битуминозными аргиллитами с многочисленными отпечатками пиритизированных водорослей, обломками раковин пелеципод, аммонитов.

Толщина верхней части тутлеймской свиты изменяется от 8 до 15 м.

Фроловская свита (K₁fr) (берриас-баррем) согласно залегают на тутлеймской и распространена в пределах Красноленинского района повсеместно.

Нижняя часть фроловской свиты представлена морскими серыми и тёмно-серыми глинами с линзовидными прослоями глинистых известняков и сидеритов. В подошвенной части свиты в южной и юго-восточной части Красноленинского района появляются линзовидные прослои мелкозернистых песчаников.

Верхняя часть фроловской свиты представлена серыми глинами с прослоями алевролитов и многочисленными линзами и гнёздами мелкозернистых песчаников, обусловливающих линзовидно-гнездовую текстуру глинистых пород. Возраст свиты по положению в разрезе и спорово-пыльцевому анализу принимается в объёме берриаса, валанжина, готерива, баррема и нижнего апта. Общая толщина фроловской свиты 527–625 м.

Кошайская свита (K₁ksh) (апт) имеет повсеместное распространение в пределах Красноленинского района. Её отложения согласно залегают на породах фроловской свиты и перекрываются без видимых следов перерыва породами викуловской свиты. По литологическому составу свита разделяется на две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка отличается существенно глинистым составом. Верхняя же пачка содержит, кроме глин, алевролиты и алевриты с прослоями известняков. Характерно обилие линз и гнёзд песчаного материала. Наиболее выдержана на больших территориях нижняя пачка. Она является хорошим маркирующим горизонтом.

Породы содержат спорово-пыльцевые комплексы датируемые аптом.

По положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам возраст кошайской свиты принимается аптским. Общая мощность кошайской свиты 50–65 м.

Викюловская свита (K₁vk) (апт-альб) имеет региональное распространение в пределах западной части низменности. Залегают на кошайской и перекрываются хантымансийской свитой. Подразделяется с некоторой долей условности на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена морскими глинисто-алевритовыми породами с подчинёнными прослоями глинистых известняков с текстурой «конус в конус». Вверх по

разрезу количество алевритового материала увеличивается. Содержит обугленные растительные остатки, желваки сидерита. Возраст её по положению в разрезе и споропыльцевым комплексам принят в объёме верхов верхнего апта. Верхняя подсвита имеет преимущественно алеврито-песчаный состав с линзами и прослоями глин. Глины серые и тёмно-серые, обогащённые алевритовым материалом. Песчаные и алевролитовые пласты часто имеют микрослоистое линзовидное строение. Во многих случаях трудно проследить песчано-алевролитовые пласты по площади.

Линзы связаны друг с другом взаимопереходами, придающими коллектору пластово-массивное строение. В отложениях викуловской свиты на Красноленинском своде содержатся залежи нефти. Толщина викуловской свиты 225–290 м.

К кровле отложений викуловской свиты приурочен отражающий горизонт M_1 .

Хантыманийская свита (K_1hm) (альб) согласно залегает на породах викуловской и перекрывается отложениями уватской свиты. По литологическому составу разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена морскими тёмно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов, известняков и сидеритов. В нижней подсвите выделены комплексы фораминифер. На основании этих данных возраст нижней подсвиты ханты-мансийской свиты принимается в объёме среднего альба. Возраст верхней подсвиты принят в объёме верхнего альба.

Верхняя подсвита представлена прибрежно-морскими сероцветными алевролитами и глинами с редкими прослоями песчаников. Породы содержат многочисленный обугленный детрит. Подсвита подразделяется на две пачки. Нижняя пачка представлена чередованием песчаников и глин. Характерной особенностью пачки является выдержанность песчаных пластов и разделяющих их глинистых перемычек. Верхняя пачка представлена чередованием алевролитов и глин с прослоями песчаников. Общая толщина хантыманийской свиты равна 240–275 м.

Верхний отдел K_2

В составе верхнего отдела меловых отложений Красноленинского нефтеносного района выделяются уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Уватская свита (K_{2uv}) (сеноман) залегает согласно на нижележащих отложениях хантыманийской свиты, представлена песками, алевролитами и глинами. Толщина уватской свиты 225–275 м.

Кузнецовская свита (K_2kz) (турон) трансгрессивно залегает на подстилающих отложениях уватской свиты. Свита представлена тёмно-серыми глинами, серыми и зеленовато-серыми глинами, с единичными прослойками алевролитов, реже глауконитовых песчаников. Содержит многочисленные остатки фауны пелеципод, лингул, аммонитов, рыб, пиритизированный и обугленный растительный детрит.

Общая толщина кузнецовской свиты 35–50 м.

Березовская свита (K_2br) (верхи турона-кампан) повсеместно развита в пределах изучаемого района. Свита согласно залегает на породах кузнецовской свиты и без видимого перерыва перекрывается отложениями ганькинской свиты.

Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена серыми, тёмно-серыми и голубовато-серыми опоками, кремнистыми глинами и аргиллитами. С запада на восток отмечается уменьшение степени опокovidности пород подсвиты и появление прослоев алевролитов и песчаников.

Верхняя подсвита представлена серыми, а в верхней части зеленовато-серыми глинами, опокovidными, с редкими прослоями опок.

Общая толщина березовской свиты 190–240 м.

Ганькинская свита (K_2gn) (верхи кампана-датский) в пределах изучаемого района распространена повсеместно. Ганькинская свита представлена характерной толщей известковистых зеленовато-серых глин, иногда опокovidных, с прослоями алевролитов и мергелей. Мощность известковых глин уменьшается в северном направлении.

Толщина ганькинской свиты 40–60 м.

Кайнозойская эратема KZ

В составе кайнозойской эратемы выделены палеогеновые и четвертичные отложения. Неогеновые отложения на изучаемой территории отсутствуют.

Палеогеновая система Р

Палеогеновые отложения согласно залегают на породах меловой системы и представлены тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом.

Палеоцен Р₁

Талицкая свита (Р_{1tl}) имеет широкое распространение в пределах изучаемого района. Свита разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена тёмно-серыми, массивными глинами, участками глауконитовыми, с редкими линзами сидеритов и алевритистого материала.

Нижняя часть верхней подсвиты талицкой свиты представлена тёмно-серыми, почти чёрными глинами с многочисленными гнёздами и линзами, выполненными алевро-лито-песчаным материалом и редкими прослоями алевролитов. Породы содержат стяженное пирита, глауконита. Верхняя часть подсвиты представлена однородными, тонкоотмученными, иногда опоковидными глинами. Общая толщина талицкой свиты 115–150 м.

Эоцен Р₂

Люлинворская свита (Р_{2ll}) имеет повсеместное распространение в пределах Красноленинского района. Породы свиты согласно залегают на породах талицкой свиты и без следов видимого перерыва перекрываются отложениями тавдинской свиты.

Свита разделена на три подсвиты. Нижняя подсвита представлена опоками и опоковидными глинами серыми, с присыпками кварц-глауконитового песка в нижней части.

Средняя подсвита сложена диатомитами и диатомовыми глинами, светло-серыми, иногда алевритистыми с неровным и полураковистым изломом. Встречаются прослои опоковидных глин.

Породы верхней подсвиты характеризуются зеленовато-серыми и тёмно-серыми тонкослоистыми диатомовыми глинами. В глинах отмечаются ходы червей, желваки марказита. Встречаются прослои опоковидных глин. Общая толщина свиты 200–225 м.

Тавдинская свита (Р_{2tv}) имеет практически повсеместное распространение в пределах Красноленинского района.

Свита сложена толщей голубовато-зеленых и оливково-зеленых пластичных глин с тонкими линзочками светло-серого алевритового материала. Общая толщина тавдинской свиты 120–160 м.

Олигоцен Р₃

Атлымская свита (Р_{3at}) залегают на отложениях тавдинской свиты согласно или участками с небольшим перерывом. Свита сложена аллювиальными, аллювиально-озёрными и озёрными светло-серыми кварц-полевошпатовыми, сахаровидными мелко- и разнозернистыми песками с прослоями зелёных и бурых глин. Мощность свиты 60–80 м.

Новомихайловская свита (Р_{3nm}) сложена чередованием серых и бурых глин, алевритов, серых и светло-серых кварцевых и кварц-полевошпатовых песков с прослоями и пластами углей и лигнитов. Породы обогащены растительными остатками, содержат пирит и ярозит. Толщина свиты 50–70 м.

Журавская свита (Р_{3gr}) представлена серыми и зеленовато-серыми глинистыми алевритами с прослоями песков и алевритов, с включениями глауконита. Толщина её 10–30 м.

Четвертичная система Q

Четвертичные образования имеют повсеместное распространение. Отложения четвертичного возраста представлены супесями, песками серыми и желтовато-серыми, кварц-полевошпатовыми, с прослоями глин серых, бурых, песчаных, иногда с включениями вивианита. Встречаются мощные слои торфа, линзы валунных галечников. Толщина четвертичных отложений составляют 20–40 м.

Тектоника

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» Красноленинский свод расположен в западной части Мансийской синеклизы. Синеклиза вытянута с севера на юг на 800–900 км при ширине до 400 км. В центральной части

Красноленинского свода расположена площадь Пальяновского лицензионного участка, приуроченная к зоне сочленения Восточной части Ем-Ёговской и Каменной вершин и примыкающего к ним с юга Пальяновского прогиба.

Красноленинский свод приурочен к северо-восточной части обширного Шаимско-Айторского антиклинория, собственно Айторскому антиклинорию и разделяющей их позднепалеозойской депрессии. Гранитизированное ядро антиклинория отображается на современном структурном плане доюрского комплекса и наследуется Красноленинским сводом-структурой первого порядка платформенного чехла (рис. 2).

Свод представляет собой вытянутую с юго-востока на северо-запад мегабрахиантиклиналь (размер 115–165 км, амплитуда по кровле доюрских пород порядка 400–450 м), осложнённую несколькими куполовидными поднятиями и разделяющими их прогибами.

В геологическом строении Пальяновского участка, как и всей Западно-Сибирской низменности – одного из крупнейших структурных элементов земной коры, принимают участие породы, слагающие три структурно-тектонических этажа.

Формирование нижнего из них закончилось в палеозое и отвечает геосинклинальному этапу развития современной плиты. Он сложен эффузивными, дислоцированными осадочными и метаморфическими породами, представляющими складчатый фундамент плиты.



Рисунок 2 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты»:

- 1 – граница синеклизы; 2 – границы участка проектных работ;
- 3 – открытые месторождения нефти, газа и газоконденсата;
- 4 – границы тектонических элементов I порядка;
- 5 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка

В фундаменте по геофизическим данным фиксируется густая сеть разнообразных разломов, включая и глубинные. Глубинные разломы подчинены двум направлениям: субмеридиональному и субширотному. Субмеридиональные, вероятно, заложены до силурийского периода и сохраняли активность до конца позднего палеозоя. Субширотные разломы являются более поздними. Доказательством этому служит положение разломов в общей структуре региона – субширотные разломы пересекают все средне- и позднепалеозойские структуры.

Основные элементы тектоники доюрских образований сформировались за счёт палеозойской геосинклинальной складчатости и раннемезозойского тектогенеза.

Большинство исследователей отмечают эрозионно-тектонический характер рельефа доюрских образований к началу формирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, конседиментационный рост куполообразных структур, который связывается с разнонаправленными дифференцированными тектоническими движениями.

Кроме того, большинство локальных структур носят также унаследованный характер развития от доюрских форм рельефа с сохранением направленности тектонических движений.

Промежуточный структурный этаж охватывает отложения пермо-триасового возраста и характеризует собой парагеосинклинальный этап развития. Его породы в меньшей степени подвергались различного рода деформациям и метаморфизму.

Проектируемая скважина закладывается на северо-восточном крыле Пальяновского поднятия. Данная структура III порядка, имеет изометричную форму. С юга ограничивается выходом фундамента на поверхность, вытянута в северном направлении. Размеры Пальяновского поднятия 9x8 км. Структура оконтуривается по изогипсе – 2360 м, вершина поднятия находится в центре структуры и имеет абсолютную отметку – 2335 м. Вертикальная амплитуда составляет 25 м.

Гидрогеология

Целенаправленные гидрогеологические и гидрологические работы по поиску источников водоснабжения (подземных и поверхностных вод) в пределах Пальяновской площади не проводились. Оценка их даётся на основании поисково-разведочных работ, выполненных Свердловской гидрогеологической партией с целью изыскания источников хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Нягань (1982–1984 гг.). Кроме того, использовались данные одиночных скважин пробуренных в целях водоснабжения, а также материалы инженерно-геологической съёмки и материалы ГИС по глубоким скважинам. Большая часть рек и озёр района в гидрогеологическом отношении изучена слабо.

Пальяновская площадь на юге граничит с Каменной площадью Краснотенинского месторождения, на которой в 70-х годах прошлого столетия проводились исследования гидрогеологических условий глубоких горизонтов.

Водопроявления различной интенсивности при изучении разреза аптских отложений зафиксированы в 41 исследованном объекте. При этом отобрано и проанализировано более 10 проб воды, в разной степени отражающих состав пластового флюида.

По имеющемуся объёму информации можно сделать заключение, что отложения викуловской свиты содержат высоконапорные с пластовым давлением минерализованные воды с температурой на кровле рассматриваемого пласта 60–77 °С.

Разрез мезозойско-кайнозойских отложений Краснотенинского нефтегазозонного района представлен чередованием достаточно однородных и выдержанных по площади мощных песчано-глинистых толщ, которые формировались в обстановке нормальных морских и крупных опреснённых бассейнов, что позволяет уверенно выделить в его пределах ряд водоносных комплексов, отделенных друг от друга практически водонепроницаемыми водупорами.

Отложения тюменской свиты на Каменной площади Краснотенинского месторождения безводные.

Сверху вниз по разрезу обособляются:

1. Толща континентальных (аллювиальных, аллювиально-озёрных) песчано-глинистых и пелитовых отложений олигоцен-четвертичного возраста, включающая журавскую, новомихайловскую и атлымскую свиты, которые содержат грунтовые и напорные пресные воды зоны свободного водообмена. Комплекс представляет практический интерес как источник хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения. Общая мощность комплекса ориентировочно составляет 150–200 м.

Комплекс подстилается толщей глин пластичных, реже песчанистых, известковистых, опоковидных турон-олигоценового возраста (чеганская, люлинворская, талицкая, ганькинская, березовская и кузнецовская свиты), надёжно отделяющих его от нижележащих водосодержащих пород нижнего гидрогеологического этажа.

2. Комплекс сеноман-альбских алеврито-песчаных с прослоями глин отложений уватской свиты и верхнехантымансийской подсвиты мощностью около 400 м. От нижележащих проницаемых аптских пород они отделены толщей глин ниже-хантымансийской подсвиты мощностью порядка 150 м.

3. Комплекс песчано-алевритовых пород, перемежающихся с прослоями и пластами глин, верхне-викуловской подсвиты мощностью 150 м.

Подстилается мощной аргиллито-глинистой толщей (до 650 м) кошайской, фроловской, тутлеймской и абалакской свит келловей-аптского возраста.

4. Комплекс песчано-глинистых отложений ниже-среднеюрского возраста (тюменская свита) мощностью 0–330 м, включающий выветрелую зону (до 65 м) фундамента палеозоя.

Нефтегазоносность и другие полезные ископаемые

Промышленная нефтегазоносность в пределах Краснотеннинского свода связана с образованиями коры выветривания, юрскими (базальный слой, шеркалинская, тюменская, абалакская и тутлеймская свиты) и меловыми (викуловская свита) отложениями.

В пределах Пальяновской площади промышленные притоки нефти получены из осадков викуловской (пласты $ВК_1$ и $ВК_2$), тутлеймской (пласт $ЮК_0$ – $ЮК_0^1$), абалакской (пласт $ЮК_1$), тюменской (пласты $ЮК_{2-3}$, $ЮК_4$, $ЮК_6$) свит и базального слоя.

Запасы нефти отложений викуловского горизонта на Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения утверждены в ГКЗ СССР в 1986 году. На 01.01.2019 г. на государственном балансе числятся запасы нефти по пластам $ВК_1$, $ВК_2$, $ЮК_0$ – $ЮК_0^1$, $ЮК_1$, $ЮК_4$, $ЮК_{2-3}$, $ЮК_6$ и базальному пласту.

По состоянию изученности на 01.01.2019 г. в пределах лицензионного участка северо-западной части Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения пробурено 110 скважин, из них 37 разведочных, две водозаборных и 71 эксплуатационная скважина, из них 3 горизонтальных и 1 скважина с зарезкой второго ствола. Отложения викуловского горизонта вскрыты 108 скважинами. Отложения юры вскрыты 35 скважинами из них 25 – разведочные. Породы фундамента на Пальяновской площади вскрыты 29 скважинами. Структура залегания пластов и категорий запасов в пределах Пальяновского лицензионного участка представлено на рисунке 3.

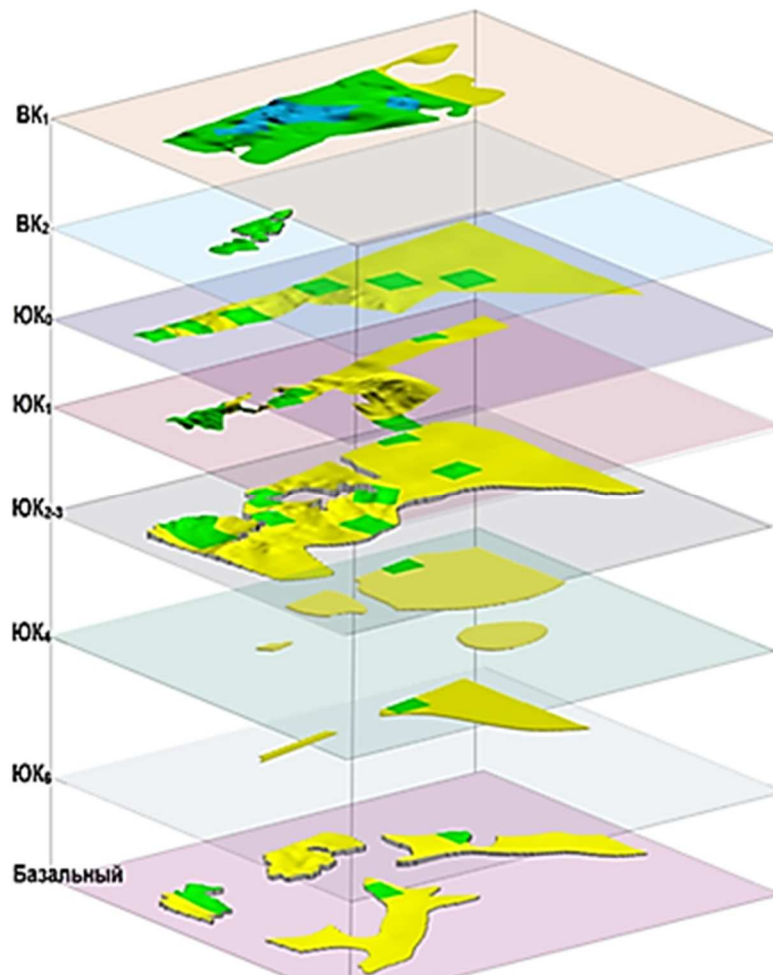


Рисунок 3 – Структура залегания пластов и категорий запасов Пальяновского ЛУ

Пласт $ВК_1$ расположен непосредственно под толщей глин нижнехантымансийской подсвиты, толщина которой составляет 135–150 м. Песчано-алевролитовые образования пласта $ВК_1$ имеют повсеместное распространение в пределах исследуемой территории. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются в пределах от 3,9 м

(скважины №№ 1308 и 9226) до 11,4 м (скважина № 414Р). Пласт ВК₁ достаточно уверенно прослеживается в разрезах скважин по качественным геофизическим характеристикам (отрицательная аномалия ПС, сужение диаметра скважины по каверномеру, положительное приращение на микрозондах и кривых РК). От нижележащего пласта ВК₂ он отделяется выдержанным глинистым прослоем, характеризующимся незначительным уменьшением амплитуды на диаграммах ПС, понижением кажущихся сопротивлений и увеличением глинистости по кривым РК.

Залежь нефти приурочена к собственно Пальяновскому и Сиговскому локальным поднятиям. Вскрыта залежь 24 разведочными скважинами на а.о. – 1384–1418 м. Опробование пласта ВК₁ проведено в 12 скважинах.

Основываясь на данных испытания скважин и интерпретации материалов ГИС ВНК по пласту ВК₁ принимается на а.о. – 1420 м.

Размеры залежи по внешнему контуру в пределах лицензионного участка (ВНК залежи раскрывается на запад) составляют 19,5×8,2 км, высота залежи 41 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 7,9 м (скважина № 1320) в центральных частях структуры до 2,0 м (скважина № 30Р) в краевых зонах. Залежь пластовая сводовая.

Схемы эффективных нефтенасыщенных толщин и нефтенасыщенности залежей пласта ВК₁ приведены на рисунках 4 и 5. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по площади залежей составляет 2,3 м. Пласт является продолжением аналогичного пласта Ем-Ёговской площади. Максимальные толщины порядка 15 м находятся в районе скважин №№ 414Р и 423Р.

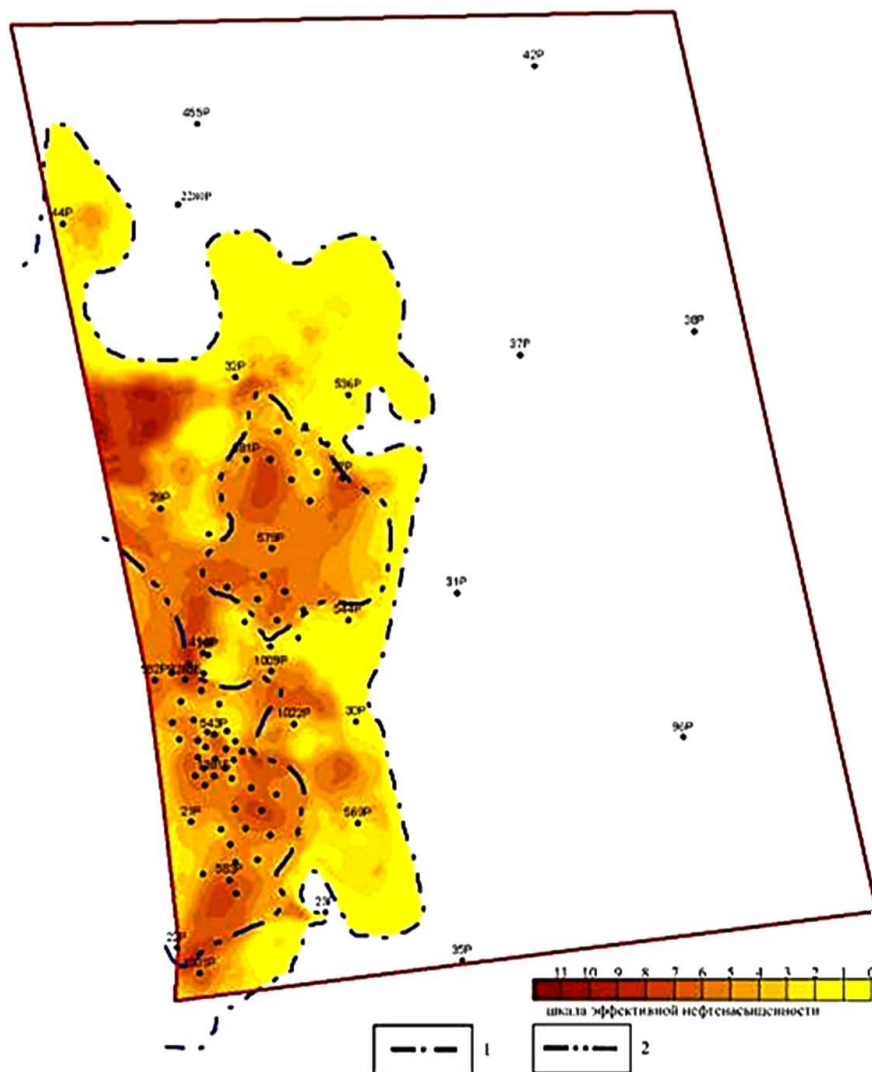


Рисунок 4 – Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта ВК₁:
1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности

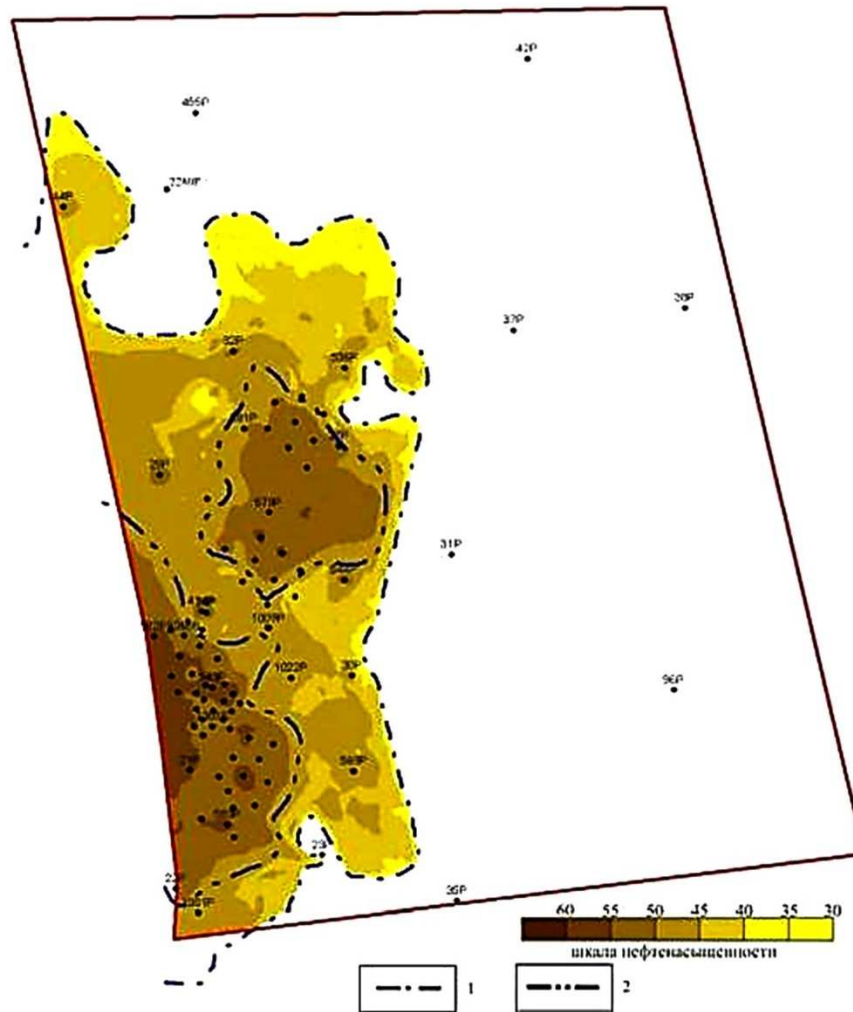


Рисунок 5 – Схема нефтенасыщенности пласта ВК₁:
1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности

Пласт ВК₂ вскрыт на абсолютных отметках – 1398,7–1439,7 м. Песчано-алевролитовые образования пласта ВК₂ широко распространены в пределах исследуемой площади. Коллекторы пласта замещаются глинами и сильноглинистыми алевролитами в пределах небольшого участка в районе скважины № 21Р, который разделяет нефтенасыщенные коллектора на 2 залежи. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются от 1,4 м (скважина №1308) до 14,4 м (скважина № 23Р).

Залежь на севере от зоны глинизации вскрыта 19 скважинами на абсолютных отметках – 1396,4–1410,5 м.

По результатам испытания с учётом данных ГИС ВНК северной залежи принят на а.о. – 1410,0 м.

Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 4,2×2,1 км, высота залежи 23,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,5 м (скважина № 1365) до 5,4 м (скважина № 543Р). Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная.

Залежь на юге от зоны глинизации вскрыта в семи скважинах. Чисто нефтяная зона выделяется по скважине № 9322, где по ГИС нефть до подошвы на а.о. – 1422,3 м.

Учитывая результаты пуска в эксплуатацию и данные ГИС, ВНК залежи принят на а.о. – 1420,0 м.

Размеры залежи по внешнему контуру 2,2×1,7 км. Высота залежи 18,5 м. Нефтенасыщенные толщины от 0,9 м (скважина № 12338) до 10,1 м (скважина № 9323). Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная.

В плане пласт ВК₂ разделён непроницаемой областью, характеризующейся скважиной № 21Р, на две залежи, имеющие разные уровни ВНК. По картам видно, что южная

залежь пласта включает в себя зону ЧНЗ, а также имеет более хорошие коллекторские свойства, чем северная.

Пласты ЮК₀–ЮК₀¹, ЮК₁

В пределах Пальяновской площади отложения тутлеймской и абалакской свит вскрыты 22 разведочными и 11 эксплуатационными скважинами на а.о. – 2279,4–2447,3 м и – 2228,8–2385,9 м соответственно. Общие толщины их изменяются от 20 до 28 м (тутлеймская свита) и от 14 до 32 м (абалакская свита) соответственно.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов ЮК₀–ЮК₀¹, ЮК₁ определяются степенью их трещиноватости и кавернозности. На данной стадии изученности можно лишь отметить, что участки с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами приурочены к сводовым частям поднятий расположенных в тектонически-напряженных зонах.

Несмотря на полученные многочисленные притоки нефти из отложений тутлеймской свиты и ее аналогов, освоение этого уникального объекта находится на начальной стадии. До сих пор не изучены закономерности распространения залежей, их строение. Кроме этого отсутствуют надёжные методы опробования пласта, интенсификации притока, что в ряде случаев может привести к отрицательному результату при испытании нефтенасыщенных участков свиты.

Нефтенасыщенные толщины в отложениях тутлеймской свиты не представляется возможным отнести к какому-либо типу залежей, что связано с достаточно низким уровнем их изученности, несмотря на их региональное распространение. В связи с этим термин залежь в данном случае был взят достаточно условно – под ним понимается непрерывное площадное распространение нефтенасыщенных толщин.

Коллектора тутлеймской свиты являются сложно построенными, эффективная пористость их представлена преимущественно вторичными пустотами. Эффективная толщина прослоев коллекторов не превышает, как правило, 1,4–3,6 м и в сумме составляет обычно не более 4,0–5,0 м.

Промышленная нефтегазоносность тутлеймской свиты (пласт ЮК₀–ЮК₀¹) установлена по результатам испытания 11 разведочных и 6 эксплуатационных скважин. По результатам испытания пяти из них были выделены четыре участка категории С₁.

Участок в районе скважин № 432Р был выделен в пределах километровой зоны на основании совместного испытания (№ 432Р совместно с ЮК₁ – неколлектор). В ходе испытания был получен существенный приток нефти: скважина № 432Р – 63,6 м³/сут. (в интервале а.о. – 2545,0–2517,0 м).

Участок в районе скважины № 29Р был выделен в пределах километровой зоны в результате совместного испытания пласта ЮК₀–ЮК₀¹ и пласта ЮК₁ (неколлектор) в открытом забое (в интервале а.о. – 2389,0–2434,0 м) дебит 5,4 м³/сут.

Участок в районе скважины № 32Р выделен в пределах километровой зоны на основании ввода в эксплуатацию с пластом ЮК₂₋₃ в обсаженном стволе). При вводе в эксплуатацию был получен приток безводной нефти 3,8 м³/сут. (в интервале а.о. – 2308,7–2318,5 м).

Запасы категории С₂ выделены в западной части участка и охватывает те скважины в которых по интерпретации геофизических материалов выделены нефтенасыщенные коллектора.

Аналогичное строение, по-видимому, имеют нефтенасыщенные коллекторы абалакского горизонта (пласт ЮК₁).

В пределах лицензионного участка пласт ЮК₁ опробован в 19 разведочных и 8 эксплуатационных скважинах. Отдельное опробование по пласту ЮК₁ проводилось в скважинах №№ 414Р, 1022Р, 9273 и 9323. В скважинах №№ 1022Р и 9323 притока не получено. В скважине № 414Р в перфорированном интервале а.о. – 2320,4–2355,9 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом 4,1 тонн/сут. По комплексу ГИС коллекторы в пласте ЮК₀–ЮК₀¹ не выделяются. В скважине № 9273 получен незначительный приток нефти дебитом 0,7 м³/сут. В скважинах №№ 441Р, 455Р, 457Р, 1001Р и 1336, 12338 опробование проведено совместно только с тутлеймской свитой. В скважинах №№ 441Р, 455Р и 457Р притоков не получено, а в скважине № 1001Р при испытании интервала на а.о. – 2231,2–2251,2 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом

52,8 м³/сут. на 10 мм штуцере. В скважинах №№ 1336 и 12338 в интервале а.о. – 2272,9–2305,7 м и а.о. – 2228,8–2247,0 м соответственно, получен приток нефти дебитом 2,0 тонн/сут. и 2,5 тонн/сут. В скважинах №№ 22Р, 23Р, 31Р, 32Р, 35Р, 44Р, 96Р, 432Р, 465Р и 1009Р и в четырёх эксплуатационных скважинах (№№ 9322, 12364, 12366 и 12394) пласт ЮК₁ испытан в открытом стволе совместно с отложениями тутлеймской и тюменской свит, базального пласта и образованиями палеозоя. В скважинах №№ 23Р, 32Р, 44Р, 96Р и 432Р в разрезе ЮК₁ по комплексу ГИС коллекторы не выделяются. Полученные притоки нефти связаны, очевидно, с коллекторами тюменской свиты и базального пласта. В скважинах №№ 465Р и 1009Р притоков не получено. В скважине № 12364 опробование проводилось открытым забоем совместно с отложениями тутлеймской и тюменской свит, в результате которого получен фонтанирующий приток нефти дебитом 280,3 тонн/сут. При отдельном опробовании пласта ЮК₁ на а.о. – 2248,1–2266,1 м получен приток нефти с незначительным содержанием воды (нефти 11,1 тонн/сут., воды – 1,2 тонн/сут.). В скважине № 12394 опробование проводилось открытым забоем совместно с отложениями тутлеймской и тюменской свитами и базального пласта, в результате которого получен фонтанирующий приток нефти дебитом 234 тонн/сут. При отдельном опробовании пласта ЮК₁ на а.о. – 2291,7–2300,5 м получен фонтанирующий приток нефти с незначительным содержанием воды (нефти – 12,4 тонн/сут., воды – 0,3 тонн/сут.). Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 (скважина № 9273) до 6,4 м (скважина № 1336). По результатам испытания и пуска в эксплуатацию восьми скважин были выделены пять участков категории С₁.

Участок в районе скважины № 44Р был выделен в пределах километровой зоны в результате испытания пласта ЮК₀–ЮК₀¹ с пластами ЮК₄–ЮК₆ в открытом стволе, при испытании в интервале пласта по геофизике интерпретируемом как неколлектор был получен фонтан нефти дебитом 160,0 м³/сут.

Участок в районе скважин № 414Р был выделен в пределах километровой зоны на основании испытании скважины № 9273, где при испытании в обсаженном стволе получен приток дебитом 0,7 м³/сут. безводной нефти. При вводе в эксплуатацию из скважины с пластом ЮК₂₋₃ получен приток нефти – 2,4 тонн/сут. Так же при вводе в эксплуатацию скважины № 1336 с пластом ЮК₀–ЮК₀¹ получен приток безводной нефти 2,0 тонн/сут. (в интервале а.о. – 2277,0–2305,0 м).

При испытании открытым забоем до палеозоя скважины № 414Р получен приток ФБР, при вводе в эксплуатацию скважины в обсаженном стволе совместно с пластом ЮК₀–ЮК₀¹ в интервале а.о. пласта – 2347,4–2355,4 м получен 4,1 м³/сут. безводной нефти.

Участок в районе скважины № 12338 выделен на основании пуска в эксплуатацию совместно с пластом ЮК₀–ЮК₀¹, где получен приток безводной нефти дебитом 2,5 тонн/сут. из интервала а.о. – 2228,2–2247,0 м.

Участок в районе скважины № 31Р выделен на основании испытании открытым забоем до палеозоя, где получен приток безводной нефти 1,54 м³/сут.

Запасы категории С₂ выделены в западной части участка и охватывает те скважины, в которых по интерпретации геофизических материалов выделены нефтенасыщенные коллектора.

Пласт ЮК₂₋₃

На описываемой площади выделена крупная литологически и стратиграфически экранированная залежь. В пределах лицензионного участка пласт ЮК₂₋₃ выклинивается на поверхность фундамента, также имеет место замещение коллекторов пласта на глины, на западе переходящее в литологический экран, в центре участка – локализованное в районе скважины № 9250-2. Границы выклинивания пласта проведены по данным сейсмике, замещение коллекторов проводилось в большинстве случаев на середине расстояния между скважинами. ВНК в пределах залежи не выделялся, по причине отсутствия водоносных пропластков во вскрытых скважинах на территории лицензионного участка. Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 22,9×7,2 км, высота около 170 м. Тип залежи стратиграфически и литологически экранированная.

Пласт ЮК₂₋₃ в пределах лицензионного участка является единой залежью, на севере лицензионного участка характеризующейся высокими для тюменской свиты

эффективными толщинами – до 9,4 м (скважина № 441Р). В южной части залежь прерывается зонами замещения и многочисленными областями выхода фундамента. Коллекторские свойства и нефтенасыщенность пласта распространены в плане без соблюдения какой-либо закономерности.

Пласт ЮК₄

В пределах исследуемой площади пласт вскрыт на а.о. – 2350–2505 м. Общие толщины пласта изменяются от 9 м до 20 м. Породы представлены песчано-алевролитом-аргиллитовыми образованиями. Коллекторы крайне не выдержаны как в разрезе, так по простиранию, подвержены выклиниванию, литологическому замещению непроницаемыми разностями пород. Зоны замещения коллекторов занимают большую часть территории исследуемой площади (№№ 42Р, 465Р, 31Р, 9250-2, 414Р, 26Р, 9273, 1009Р, 30Р, 96Р, 458Р и 23Р). Границы замещения коллекторов пласта ЮК₄ в большинстве случаев проводились на середине расстояния между скважинами, в которых выделены коллекторы и скважинами, в которых они отсутствуют. В скважинах №№ 9426, 9322, 9323, 12366, 12394, 463Р и 22Р произошло выклинивание пласта. На северо-западной части Пальяновской площади в пределах продуктивного пласта ЮК₄ по материалам ГИС и результатам опробования и эксплуатации скважин выделяется пять залежей. Строение залежей мозаичное.

Залежь в районе скважины № 32Р вскрыта шестью скважинами №№ 32Р, 44Р, 455Р, 457Р, 441Р и 432Р. В северной части залежь выклинивается на фундамент, с северо-запада и востока замещается непроницаемыми глинистыми породами, а на севере и западе ограничивается границей лицензионного участка. По данным ГИС коллекторы пласта во всех скважинах характеризуются как нефтенасыщенные. Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 8,8×7,8 км, высота залежи около 87 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,6 м (скважина № 432Р) до 8,2 м (скважина № 441Р). Залежь относится к типу стратиграфически и литологически экранированной.

Залежь в районе скважины № 29Р находится в западной части Пальяновской площади и вскрыта одной скважиной № 29Р. С севера и востока залежь выклинивается на фундамент, с запада ограничен лицензионным участком, а на юге замещается глинистыми породами. По материалам ГИС скважина нефтенасыщена до подошвы. Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 3,4×3,8 км, высота залежи около 20 м. Залежь относится к типу стратиграфически и литологически экранированной.

Залежь вскрыта одной скважиной № 37Р. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы. Размер залежи 4,8×3,8 км, амплитуда залежи 26 м. Залежь литологически замкнутая.

Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 2,0×1,0 км, высота залежи около 40 м. Залежь стратиграфически и литологически экранирована.

Залежь в районе скважины № 35Р вскрыта одной скважиной № 35Р. Залежь с севера, запада и востока замещается глинистыми породами, а на юге ограничена границей лицензионного участка. Скважина № 451Р вскрыла пласт за пределами лицензионного участка. По данным ГИС коллекторы пласта ЮК₄ характеризуются как нефтенасыщенные. Размер залежи 0,75×1,3 км, высота залежи около 15 м. Залежь относится к типу литологически экранированных.

Пласт ЮК₆

Пласт вскрыт на а.о. – 2370–2550 м. Общие толщины пласта изменяются от 7 м до 22 м. Породы представлены песчано-алевролитом-аргиллитовыми образованиями. Пласт практически на всей исследуемой территории осложнён выступами фундамента, выклиниванием (№№ 432Р, 32Р, 9426, 9250-2, 414Р, 26Р, 9273, 1009Р, 9322, 9323, 12366, 12394, 463Р, 22Р и 35Р) и замещением пласта непроницаемыми глинистыми породами (№№ 42Р, 457Р, 37Р, 465Р, 31Р, 29Р, 30Р, 458Р и 23Р). Коллекторы выявлены только в северо-западной части лицензионного участка с небольшими эффективными толщинами от 1,0 м (скважина № 455Р) до 1,4 м (скважина № 44Р).

Залежь в районе скважины № 455Р вскрыта тремя скважинами (№№ 44Р, 455Р и 441Р). По интерпретации ГИС пласт в данных скважинах нефтенасыщен до подошвы. Скважина № 34Р вскрыла пласт за пределами лицензионного участка. Размер залежи 4,2×8,4 км, амплитуда залежи 62 м. Залежь относится к типу литологически экранированных.

Базальный пласт

Отложения базального пласта в пределах северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения имеют широкое плащеобразное распространение и отсутствуют только в сводовых частях поднятий, где породы фундамента перекрываются отложениями абалакской и тутлеймской свит. Коллекторы базального слоя в пределах исследуемой территории локализируются в пределах присводовых частей поднятий, в сводах которых отсутствуют отложения тюменской свиты (коллекторы вогулкинского типа), и в глубоких прогибах (коллекторы шеркалинского типа).

На исследуемой площади коллекторы базального пласта вскрыты 16 скважинами, 3 из которых (№№ 463P, 22P и 451P) находятся за границей лицензионного участка, на а.о. – 2333–2633 м. С коллекторами базального пласта связано четыре выявленных залежи нефти.

Залежь в районе скважины № 32P находится в районе Сиговского поднятия и вскрыта тремя скважинами №№ 42P, 432P и 32P и связана с коллекторами базального горизонта, рукавообразно распространяющимися от сводовой части Сиговского поднятия в северо-восточном направлении. Залежь с севера ограничена границей лицензионного участка и выходом фундамента, с запада пласт замещается на глинистые породы, а в районе скважины № 432P выклинивается на фундамент, с востока залежь замещается и на юге выклинивается на фундамент.

В скважине № 432P при совместном испытании открытым забоем коллекторов базального пласта с другими среднеюрскими пластами получен приток нефти дебитом 63,6 м³/сут. В скважинах №№ 42P и 32P получены слабые притоки нефти дебитом 0,13 м³/сут. при СДУ = 1307 м и дебитом 0,157 м³/сут. при СДУ = 1296 м соответственно при совместном опробовании открытым забоем с другими пластами. Нефтенасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,6 (скважина № 32P) до 3 м (скважина № 432P).

Размеры залежи в пределах принятых границ составляют 10,3×2,9 км, высота залежи около 139 м. Залежь относится к типу рукавообразных стратиграфически и литологически экранированных.

В районе скважины № 29P находится замкнутая стратиграфически экранированная залежь. Залежь вскрыта двумя скважинами №№ 29P и 26P. Обе скважины были опробованы совместно с другими пластами и в открытом стволе получили незначительные притоки нефти дебитами 1,6 м³/сут. и 0,3 м³/сут. соответственно.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,2 м (скважина № 26P) до 4,2 м (скважина № 22P). Размер залежи 7,0×3,5 км, амплитуда залежи 93 м. Залежь относится к типу стратиграфически замкнутых и литологически экранированных.

Залежь в районе скважины № 31P представляет собой одно из ответвлений залежи Кальмановского прогиба. В пределах лицензионного участка коллекторы базального пласта распространены относительно узкой (2,0–3,5 км) извилистой полосой близкого к меридиональному простиранию. Залежь вскрыта двумя скважинами №№ 31P и 96P. Совместное опробование в открытом стволе с отложениями тюменской свиты проведено во всех скважинах. В скважине № 31P получен фонтанирующий приток нефти дебитом 1,54 м³/сут. на 2 мм штуцере, а в скважине № 96P получен приток воды.

Приток воды в скважину возможно поступал из более глубоких пород коры выветривания или палеозоя. По данным ГИС коллекторы базального пласта характеризуются, как нефтенасыщенные до подошвы.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,4 м (скважина № 31P) до 6,8 м (скважина № 96P).

Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 15,5×2,8 км, высота ≈ 183 м.

Залежь относится к типу рукавообразных стратиграфически и литологически экранированных.

В присводовой части собственно Пальяновского поднятия (район скважин №№ 22P и 23P) коллекторы базального пласта распространены вблизи выступов фундамента выявленных в скважинах №№ 1001P, 12364 и 12338.

В пределах лицензионного участка залежь вскрыта двумя разведочными (№№ 458P и 23P) и тремя эксплуатационными скважинами №№ 9322, 12366 и 12394. Скважины №№ 22P, 463P и 451P находятся за лицензионным участком. Испытание проведено в открытом стволе совместно с продуктивными пластами тюменской свиты и образованиями палеозоя, а в эксплуатационных скважинах также и с пластами ЮК₀–ЮК₀¹, ЮК₁. При

испытании в скважине № 12394 получен фонтанный приток нефти дебитам 234 м³/сут. на 8 мм штуцере. В скважине № 9322 получен приток дебитом 1,1 м³/сут. В скважине № 23Р совместно с другими пластами открытым забоем был получен приток нефти 144 м³/сут. При испытании скважины № 458Р получен приток нефти 19,6 м³/сут. на 6 мм штуцере. Залежь находится в чисто нефтяной зоне. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,0 до 5,0 м. Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 3,8×4,0 км, высота ≈ 77 м. Залежь относится к типу стратиграфически и литологически экранированных.

Литература

1. Бриллиант Л.С., Изотов А.А., Маслак О.В., Аржиловский А.В. Технологическая схема разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского 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 Краснотенинского месторождения. – Тюмень : ООО «Газпромнефть-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
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. 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.
18. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
19. Березовский Д.А. [и др.]. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
20. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018» : сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 4. Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
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. Diamond L.S., Izotov A.A., Maslak O.V., Arzhilovsky A.V. Technological scheme of development of the north-western part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye deposit: contract № 273 dated 26.06.2006. – Tyumen : CJSC «TING», 2006. – 469 p.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012-2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk 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 Technological scheme of development of north-western part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field. – Tyumen : OOO Gazpromneft-Khantos, 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 bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Novgorodov V.V. Analysis of the development of the north-west part of Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. – 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 textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «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 northwestern part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye deposit. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27_0.html.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the reasons of the borehole bottom zone colmatation at a 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. Pointinterval estimation of cementing quality of casing coils in the wells and sidetracks within the Kamennaya area of the Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
17. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and the problems of the rocks modeling from the point of view of an establishment of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
18. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
19. Berezovsky D.A. [et al.]. Technologies and principles of development of multilayer deposits // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
20. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of the phase transition processes in the development of the gas condensate fields and recommendations on the account of their influence on the hydrocarbon raw materials reserves // XXIII International scientific-practical conference «Innovation-2018». Collection of scientific articles (26–27 October 2018, Tashkent). Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
21. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the 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 investigations of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
23. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.