# ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАИМСКОГО РЕГИОНА

GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE SHAIM REGION DEPOSIT

**УДК 622.276**

**Воронин А.А.,** магистр 1 курс, Институт геологии и нефтегазодобычи Тюменский Индустриальный Университет Россия, г. Тюмень

**Voronin A. A.,** sanya.voronin.1998@mail.ru

**Аннотация**

Данная статья посвящена изучению геолого-физической характеристике месторождения Шаимского региона, которое административно расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Недропользователем является ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Эксплуатацию и доразведку месторождения осуществляет ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». По составу углеводородного сырья месторождение относится к нефтяным.

**Summary**

This article is devoted to the study of the geological and physical characteristics of the Shaimsky region, which is administratively located in the Sovetsky district of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of the Tyumen region. The subsoil user is LUKOIL-Western Siberia. Operation and additional exploration of the field is carried out by the Uraineftegaz of LUKOIL-Western Siberia LLC. According to the composition of hydrocarbon raw materials, the field is classified as an oil field.

**Ключевые слова:** месторождение, геология, Шаимский регион, нефть, пласт, залежь, флюиды.

**Keywords:** field, geology, Shaimsky region, oil, reservoir, deposit, fluids.

Месторождение расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в пределах Шаимского нефтегазоносного района. В региональном тектоническом плане месторождение расположено в западной части Приуральской моноклизы и приурочено к структуре I порядка – Верхнекондинской зоне прогибов, которая осложнена рядом структур II порядка. Большую часть площади занимает Навский вал, северо-западную часть – Супринский вал, на северо-востоке - Некрасовский выступ. По составу углеводородного сырья месторождение относится к нефтяным.

В плане месторождение делится на две залежи: Центральную и Южную. Залежи отделены друг от друга экранирующим дизъюнктивным нарушением и имеют различный уровень водонефтяного контакта.

Залежь имеет блоковое строение, осложнена разрывными нарушениями, являющимися тектоническими экранами и соответственно определяющими геометрию залежи и различие положения уровней ВНК в отдельных блоках, названных в данной работе участками. Несмотря на резкую литологическую изменчивость песчано-алевролитовых прослоев, как по разрезу, так и по площади, каждый пласт имеет собственный водонефтяной контакт. Границами залежей и их участков являются контуры нефтеносности (ВНК), зоны выклинивания или замещения коллекторов, в ряде случаев экранами залежей являются дизъюнктивные нарушения. Схема совмещенных контуров пластов Т1, Т2, Т3 месторождения представлена на рисунке 1.

Залежи пластов Т2 и Т3 Центральной залежи в значительной степени осложнены стратиграфическим выклиниванием. Месторождение в соответствии с действующей «Классификацией запасов…» по геологическому строению относится ко II группе («сложное» или очень «сложное»).

На месторождении выполнен большой объем исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивных пластов.

Проведены лабораторные исследования керна, геофизические (ГИС) и гидродинамические (ГДИ) исследования скважин, физико-химические исследования пластовых флюидов.

Исследования равномерно распределены по площади месторождения.

Пласт Т1 на месторождении имеет самую большую площадь нефтеносности и является вторым по объёму запасов нефти. Отложения пласта вскрыты практически всеми пробуренными на месторождении скважинами. Зона выклинивания пласта вскрыта скважиной 10202Р.

Разрез пласта представляет собой переслаивание глинистых и песчано-алевритовых проницаемых прослоев переменной толщины, сформировавшихся в прибрежно-морских и озерно-аллювиальных условиях. Проницаемые прослои имеют неравномерное распространение, как по площади, так и по разрезу, обуславливая горизонтальную и вертикальную неоднородность пласта и затрудняя процесс выработки запасов. Наиболее выдержанные и мощные пропластки коллектора приурочены к верхней и средней части разреза.

По данным ГИС и материалам проведенных сейсморазведочных работ в направлении с северо-запада на юго-восток наблюдается погружение кровли пласта. Самые высокие абсолютные отметки кровли коллектора –1850 м зафиксированы в районе скважины 10226Р. Общая толщина пласта на месторождении варьирует от 3,5 до 29,3 м, составляя в среднем 17,9 м.

В отложениях пласта выявлены две нефтяные залежи: Южная и Центральная, имеющие разные уровни ВНК и разделенные между собой тектоническим нарушением. Залежи имеют субмеридиональное простирание и изометричную форму.

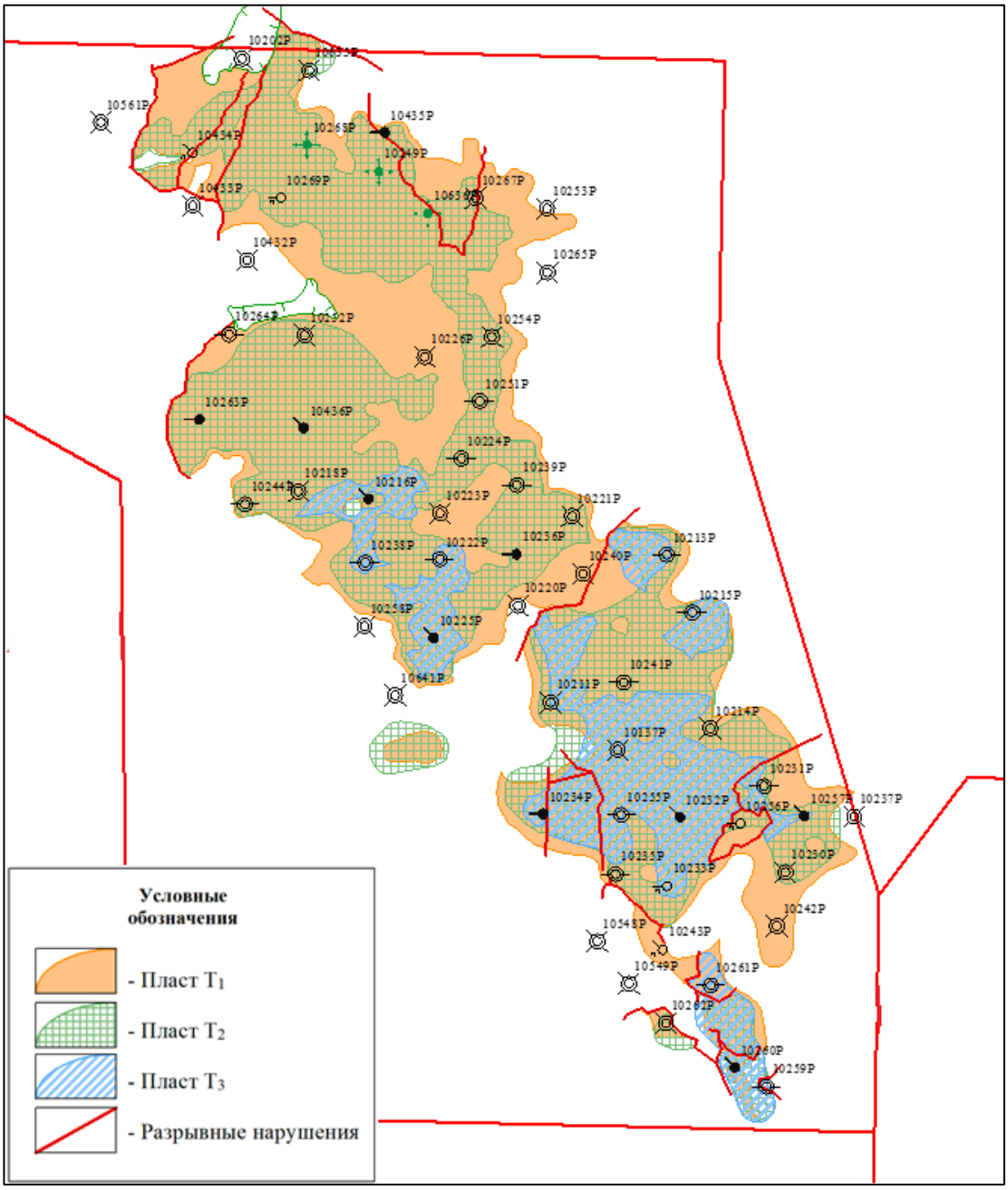


Рисунок 1 – Схема совмещенных контуров нефтеносности пластов Т1, Т2,Т3

В отложениях пласта Т2 промышленная нефтеносность установлена в границах Центральной и Южной залежей. В продуктивной части разреза пласта Т2 заключено 50 % запасов нефти месторождения. Более половины объема запасов Т2 сосредоточено в коллекторах Центральной залежи. Залежи пласта Т2 имеют меньшую площадь распространения по сравнению с пластом Т1, при большей нефтенасыщенной толщине. Формирование коллекторов пласта проходило в континентальных условиях. Осадки накапливались у

подножий выступов доюрского основания. В направлении к сводам структур общая толщина пласта уменьшается. В погруженных участках коллекторы пласта замещаются глинистыми отложениями. Зоны выклинивания пласта вскрыты скважинами: 10202Р, 10264Р, 10227Р, 10229Р, 10226Р, 10223Р, 10267Р, 10253, 10245, 10640Р. В погруженных участках коллекторы пласта замещаются глинистыми отложениями. Зоны замещения пласта вскрыты скважинами: 7857, 7391, 7365, 10240Р, 7335, 7197, 7165, 7930, 7950. Кроме зон отсутствия коллекторов, строение залежей осложнено наличием многочисленных разрывных нарушений, которые делят залежь пласта на девять участков с разными уровнями ВНК. Общая характеристика залежи

Пласт Т3 выделен как самостоятельный подсчетный объект. Отложения пласта распространены в прогибах доюрского палеорельефа. К сводам структур отложения пласта выклиниваются. Формирование продуктивной части разреза проходило в основном в континентальных условиях. Судя по электрометрическим моделям и данным керновых исследований, гидродинамическая активность среды седиментации была достаточно высокая. Разрез пласта представлен переслаиванием песчано-алевритовых, глинистых, углистых и карбонатизованных прослоев. Песчано-алевритовые пропластки сложены мелко-среднезернистым песчаником, алевролитом мелко-крупнозернистым, в нижней части разреза отмечается присутствие гравийной фракции. Основной объем запасов нефти пласта заключен в коллекторах Южной залежи, имеющей более низкое гипсометрическое положение. Продуктивные участки в районе Центральной залежи имеют незначительную площадь распространения и заключают в себе только 6 % от объема запасов пласта.

Анализируя исходную геолого-физическую информацию по месторождению Шаимского региона можно сделать следующие выводы:

- наличие двух основных залежей нефти во всех пластах;
- расширение площади нефтеносности залежей снизу в верх по разрезу;

- лито-фациальная неоднородность продуктивных отложений по латерали и вертикали, негативно влияющая на процесс выработки запасов;
- наличие зон отсутствия коллекторов (выклинивания и стратиграфического замещения) внутри залежей;
- наличие большого количества дизъюнктивных нарушений, значительно усложняющих строение залежей, особенно по пластам Т2 и Т3 в районе Южной залежи;
- значительная разница уровней ВНК на участках залежей, обусловленная экранирующим влиянием дизъюнктивных нарушений.

Все вышеизложенное говорит о сложном геологическом строении отдельных залежей и месторождения в целом, оказывая негативное влияние на процесс разработки и нефтеотдачу пластов.

**Библиографический список**

1. «Анализ разработки месторождения», ООО ТФ «КогалымНИПИнефть», протокол ТО ЦКР по ХМАО № 666 от 15.06.2005;
2. «Технологическая схема разработки месторождения», ООО «КогалымНИПИнефть», протокол ТО ЦКР по ХМАО № 1217 от 10.11.2009;
3. «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения», ООО «КогалымНИПИнефть», протокол ЦНГС ЦКР Роснедр № 6414 от 10.12.2015;
4. «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения», ООО «КогалымНИПИнефть», протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 86-17 от 19.12.2017.

**Bibliographic list**

1. "Analysis of field development", LLC TF "Kogalymnipineft", Protocol TO the CCR for KHMAO No. 666 dated 15.06.2005;
2. "Technological scheme of development of the field", LLC "Kogalymnipineft", Protocol TO the CCR for KHMAO No. 1217 of 10.11.2009;

3. "Supplement to the technological scheme of field development", LLC "Kogalymnipineft", Protocol of TSNGS tskr Rosnedr No. 6414 of 10.12.2015;
4. "Supplement to the technological scheme of field development", LLC "Kogalymnipineft", Protocol of the West Siberian oil and gas section of the Central Committee of Rosnedra for UVS No. 86-17 dated 19.12.2017.