

**ГЕОЛОГИЯ**

**УДК 622.276**

**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ШАИМСКОГО РЕГИОНА**

**GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE SHAIM  
REGION DEPOSIT**

**Воронин А.А.**, студент магистратуры, ФГБОУ ВО «Тюменский  
Индустриальный Университет», г. Тюмень, Россия

**A. A. Voronin**, master student, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**Аннотация:** Данная статья посвящена изучению геолого-физической характеристики 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 керн, геофизические (ГИС) и гидродинамические (ГДИ) исследования скважин, физико-химические исследования пластовых флюидов.

Исследования равномерно распределены по площади месторождения.

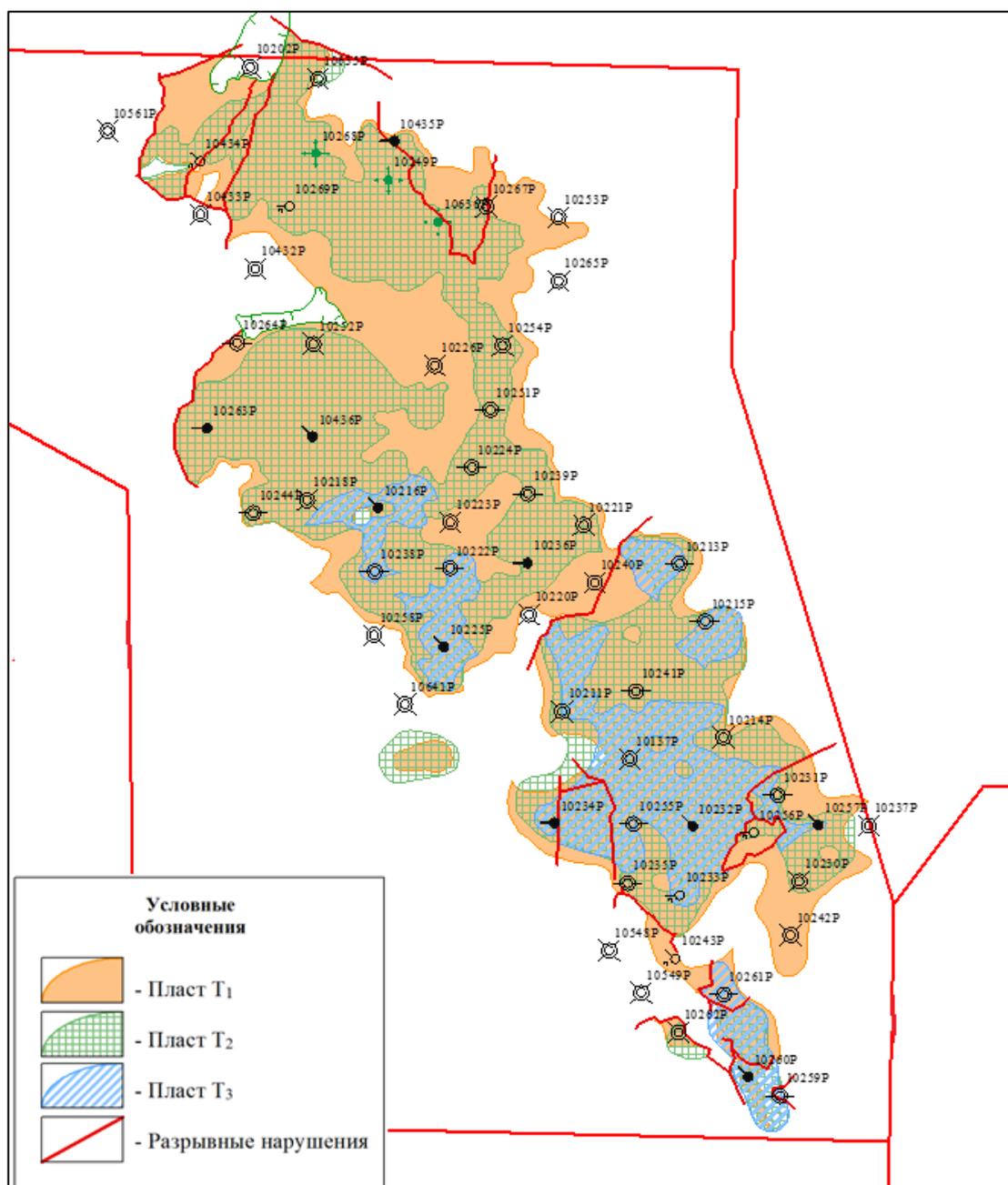
Пласт Т1 на месторождении имеет самую большую площадь нефтеносности и является вторым по объёму запасов нефти. Отложения пласта вскрыты практически всеми пробуренными на месторождении скважинами. Зона выклинивания пласта вскрыта скважиной 10202Р.

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 T1, T2, T3**

В отложениях пласта T2 промышленная нефтеносность установлена в границах Центральной и Южной залежей. В продуктивной части разреза пласта T2 заключено 50 % запасов нефти месторождения. Более половины объема запасов T2 сосредоточено в коллекторах Центральной залежи. Залежи пласта T2 имеют меньшую площадь распространения по сравнению с пластом T1, 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.

## Литература

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.

## References

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

3. «Supplement to the technological scheme of field development», LLC «Kogalymnpineft», Protocol of TSNGS tskr Rosnedr No. 6414 of 10.12.2015

4. «Supplement to the technological scheme of field development», LLC «Kogalymnpineft», Protocol of the West Siberian oil and gas section of the Central Committee of Rosnedra for UVS No. 86-17 dated 19.12.2017

© Воронин А.А. , Столыпинский вестник 2/2020