

## ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

© Чудинова Дарья Юрьевна, © Котенёв Артем Юрьевич,  
© Махныткин Евгений Михайлович, © Чиликин Виктор Максимович,  
© Климин Руслан Валерикович

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет»

Уфа, Российская Федерация

**Аннотация.** На сегодняшний день большое количество месторождений Среднего Приобья Западной Сибири находится на поздних стадиях разработки. Суммарно за год на каждом из них проводится большое количество геолого-технических мероприятий. Данные мероприятия проводятся на всем периоде эксплуатации месторождения, но особенно на поздних стадиях разработки, с целью максимально-возможного извлечения остаточной нефти. Однако максимальной эффективности по выработке остаточных запасов углеводородов от применения мероприятий невозможно достичь без изучения геологического строения и неоднородности исследуемого объекта. Нефтегазоносные пласты являются сложно-построенными и анизотропными по геолого-физическим параметрам: гранулометрический состав, переслаивание проницаемых пропалстков и не непроницаемых, структура порового пространства, от которой зависит пористость и проницаемость, текстура и так далее. Одним из главных факторов, который оказывает влияние на извлечение запасов углеводородов из продуктивного коллектора и эффективность проведения различных видов ГТМ, принято считать геологическую неоднородность, которая разделяется на микро- и макронеоднородность. Исследование анизотропии пласта позволяет уточнить направление фильтрационных потоков нефти или газа, как в плане, так и по разрезу. Именно объемный подход к изучению данной проблемы способствует к достижению максимально-правильного подбора геолого-технических мероприятий на всех стадиях разработки месторождения. Данная статья посвящена сравнительному анализу эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на группе месторождений Среднего Приобья Западной Сибири, структурно приуроченным к Сургутскому и Нижневартовскому своду, с точки зрения промыслового эффекта, а именно оценивается удельный скважинный эффект, в зависимости от геологического строения групп пластов. Объектом исследования являются разновозрастные группы пластов месторождений Среднего Приобья.

**Ключевые слова:** Юрские отложение, меловые отложения, неоднородность, пористость, проницаемость, геолого-технические мероприятия, Западная Сибирь, Среднее Приобье.

# THE INFLUENCE OF GEOLOGICAL STRUCTURE PRODUCTIVE SEDIMENTS MIDDLE OB ON EFFICIENCY PRODUCTION ENHANCEMENT OPERATIONS

© Chudinova Daria Yuryevna, © Kotenev Artem Yuryevich,  
© Makhnytkin Evgeniy Mikhailovich, © Chilikin Viktor Maksimovich,  
© Klimin Ruslan Valerikovich

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State  
Petroleum Technological University", Ufa, Russian Federation

**Summary.** To date, a large number of deposits in the Middle Ob region of Western Siberia are in the late stages of development. In total, a large number of geological and technical events are held at each of them during the year. These measures are carried out throughout the entire period of operation of the field, but especially at the late stages of development, in order to extract the residual oil as much as possible. However, maximum efficiency in the development of residual hydrocarbon reserves from the use of measures cannot be achieved without studying the geological structure and heterogeneity of the object under study. Oil and gas bearing formations are complexly constructed and anisotropic in terms of geological and physical parameters: granulometric composition, interlayer of permeable and non-permeable layers, the structure of the pore space, on which porosity and permeability depend, texture, and so on. Geological heterogeneity, which is divided into micro- and macro-heterogeneity, is considered to be one of the main factors that affects the extraction of hydrocarbon reserves from a productive reservoir and the effectiveness of various types of GTM. The study of the anisotropy of the reservoir makes it possible to clarify the direction of filtration flows of oil or gas, both in plan and in section. It is the volumetric approach to the study of this problem that contributes to achieving the most correct selection of geological and technical measures at all stages of field development. This article is devoted to a comparative analysis of the effectiveness of geological and technical measures carried out on a group of deposits of the Middle Ob region of Western Siberia, structurally confined to the Surgut and Nizhnevartovsk vaults, from the point of view of the field effect, namely, the specific well effect is estimated, depending on the geological structure of the formation groups. The object of the study is different age groups of layers of deposits of the Middle Ob region.

**Key words:** Jurassic sediments, Cretaceous sediments, heterogeneity, porosity, permeability, production enhancement operations, Western Siberia, Middle Ob.

**Введение.** Затруднительно добиться максимальной добычи углеводородов на зрелых месторождениях, без учета анализа ранее проводимых геолого-технических мероприятий и геологической анизотропии, в том числе на месторождениях-аналогах.

**Актуальность.** Проводимый анализ позволяет подобрать наиболее эффективные геолого-технические мероприятия (ГТМ), которые способствуют максимальному увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН).

Анализ, приведенный в работе, основан на изучении проведенных ГТМ на месторождениях Среднего Приобья. Прделанный авторами анализ по изучению геолого-геофизических свойств отложений позволил разделить их на 3 большие группы:

- группа АС/АВ (меловой период – сангопайская, ванденская, алымская свиты);

- группа БС/БВ (меловой период – сортымская, мегионская, усть-балыкская свиты);

- группа ЮС/ЮВ (юрский период – васюганская, тюменская свиты [1]).

Каждая из этих групп отличается своим набором геолого-геофизических и промысловых данных, которые в свою очередь напрямую или косвенно влияют на выработку запасов и эффективность проведения ГТМ.

Образование месторождений Среднего Приобья Западной Сибири происходило в различных условиях и обстановках осадконакопления, а также в определенные геологические эпохи. Исходя из этого, большая часть продуктивных пластов имеет сложное (неоднородное) строение и отличный друг от друга набор свойств: минеральный и гранулометрический состав, отсортированность материала, состав и тип цемента и т.д [2].

Совокупность этих свойств объясняет отличия текстурно-структурных признаков продуктивных горизонтов и уникальность порового пространства коллекторов.

Геологический разрез данной территории представлен песчано-глинистыми отложениями платформенного комплекса мезозойско-кайнозойского возраста (рисунок 1).

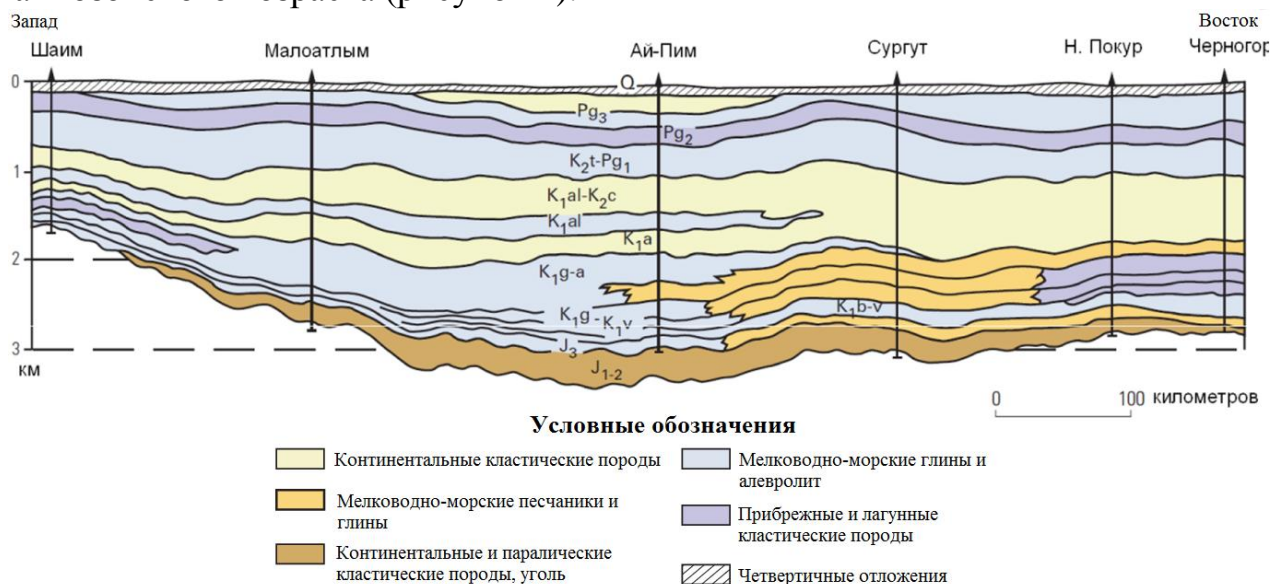


Рисунок 1 – Схематический геологический разрез через южную часть Западно-Сибирской плиты [3]

Образование пластов АС/АВ связано с регрессией морского бассейна и характеризуется прибрежно-морскими и мелководно-морскими фациальными обстановками [4, 5]. Зачастую пласты АС/АВ характеризуется неоднородностью литологического состава, и, вследствие этого, изменением эффективных толщин

(вплоть до 0) по вертикали и латерали. Песчаники данной группы пластов могут быть заглинизированы как в верхней части разреза, так и, наоборот, в нижней. Также встречаются пласты с неравномерными прослоями неколлекторов и коллекторов. Пористость изменяется в пределах от 0,2 % до 36,7 %. Проницаемость изменяется в пределах от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $5535,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Пласты БС/БВ образовывались в прибрежно-морских, морских и глубоководно-морских фациальных зонах [4; 6, 7]. Пласты данной группы отличаются однородностью литологического и гранулометрического состава, особенно пласты, образованные в неокомское время. Продуктивные горизонты, залегающие ниже по разрезу, имеют заниженные ФЕС, в результате заполнения пор регенерационными каемками, вследствие уплотнения. Пористость изменяется в пределах от 1,5 % до 28,2 %. Проницаемость изменяется в пределах от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $1869,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Образование пластов ЮС/ЮВ происходило в мелководно-морских, переходных (авандельты, дельты и т.д.) и континентальных обстановках осадконакопления [4]. Пласты зачастую представлены карбонатистыми прослоями алевролитов и песчаников. Примесь карбонатных минералов способствует к сохранению пористости на прежнем уровне, так как карбонатный материал препятствует дальнейшему уплотнению при процессах катагенеза [1, 8-10]. Пористость изменяется в пределах от 0,2 % до 26,2 %. Проницаемость изменяется в пределах от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $306,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Средние характеристики и их разброс представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Средние геолого-физические характеристики групп пластов части месторождений Среднего Приобья

Характеристики неоднородности		Группы пластов		
		АС/АВ	БС/БВ	ЮС/ЮВ
Микро-	Пористость, д.е.	$\frac{0,20}{0,187 \div 0,215}$	$\frac{0,18}{0,140 \div 0,220}$	$\frac{0,15}{0,129 \div 0,174}$
	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$\frac{122}{65 \div 197}$	$\frac{54}{1 \div 265}$	$\frac{10}{0,7 \div 42}$
Макро-	Эфф.толщина, м	$\frac{9,71}{1,6 \div 29,4}$	$\frac{8,63}{1,1 \div 29,7}$	$\frac{6,37}{2,2 \div 19,9}$
	Расчленённость, ед.	$\frac{2}{1 \div 4}$	$\frac{5}{1 \div 14}$	$\frac{4}{1 \div 13}$
	Песчанистость, д.ед	$\frac{0,35}{0,15 \div 0,67}$	$\frac{0,43}{0,18 \div 0,95}$	$\frac{0,37}{0,13 \div 0,58}$

Обобщая выше сказанное, наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками обладает группа пластов АС/АВ. Самой однородной и выдержанной по толщине – группа пластов БС/БВ. Некоторые запасы,

содержащиеся в группе ЮС/ЮВ, близки к трудноизвлекаемым запасам из-за низкой проницаемости коллекторов [5; 9, 10].

Для оценки эффективности геолого-технических мероприятий был проведен ретроспективный анализ ГТМ по группе месторождений Среднего Приобья. Оценивались следующие характеристики: удельный эффект, количество лет, за которое проводились мероприятия и количество этих операций. Мероприятия были разделены по месторождениям, связанными с конкретными тектоническими структурами, а также по группам методов:

- физические методы – гидроразрыв пласта (ГРП) и забуривание боковых стволов (ЗБС);
- физико-химические методы (ФХМУН);
- обработка призабойных зон пласта (ОПЗ);
- гидродинамические методы (ГДМ).

На основании проведенного авторами анализа проведения ГТМ были получены следующие выводы:

#### **Группа пластов АС/АВ.**

**Физические методы.** Наибольшей эффективностью отличается ЗБС – минимальный удельный эффект составляет 20,5 тыс.т/скв-опер. (объект АВ4), максимальный – 55,1 тыс.т./скв-опер. (объект АВ6), средний удельный эффект составляет 26,6 тыс.т/скв-опер. Всего проведено 359 операций по данной группе по представленным месторождениям. Наибольшее количество – 219 операций проведены для объекта АВ1-3 с удельным эффектом 20,9 тыс.т/скв-опер. Средний удельный эффект для данной группы пластов составляет 6,81 тыс.т/скв-опер и всего проведено 369 операций.

ФХМУН также являются предпочтительными для данной группы пластов – минимальный удельный эффект составляет 1,19 тыс.т/скв-опер. (объект АВ1-3), максимальный – 1,44 тыс.т/скв-опер. (объект АВ8), средний удельный эффект составляет 1,21 тыс.т/скв-опер. В общей сложности по имеющимся данным проведено 788 операций. Наибольшее количество – 703 операции проведены для объекта АВ1-3 с удельным эффектом 1,19 тыс.т/скв-опер.

Гидродинамические методы, а именно нестационарное заводнение показывают меньшую эффективность по сравнению с теми же методами для группы пластов БС/БВ. Всего проведено 80 операции с удельным эффектом 0,19 тыс.т/скв-опер.

Химическое воздействие на ПЗП невозможно оценить из-за отсутствия данных по данной группе пластов.



### **Группа пластов БС/БВ**

**Физические методы.** Наибольшей эффективностью, исключая БС1-2/БВ1-2, отличается ГРП – минимальный и максимальный удельный эффект составляет 8,4 и 38,54 тыс.т/скв-опер соответственно. Средний удельный прирост составляет 17,5 тыс.т/скв-опер. Общее число операций по данной группе пластов – 6651 операций. Наибольшее количество – 3813 операций проведены для объекта БВ8 с удельным эффектом 16,02 тыс.т/скв-опер. Средний удельный эффект от ЗБС для данной группы пластов составляет 14,65 тыс.т/скв-опер и всего проведено 286 операций.

ФХМУН отличаются чуть большей эффективностью по сравнению с группой пластов АС/АВ (средний удельный эффект АС/АВ – 1,44 тыс.т/скв-опер), минимальный удельный эффект составляет 0,77 тыс.т/скв-опер (объект БС10), максимальный – 2,23 тыс.т/скв-опер (объект БС11). Средний удельный эффект составляет 1,48 тыс.т/скв-опер. Общее число операций – 2016 операций. Наибольшее количество – 1846 операций для объекта БС10 с удельным эффектом 1,45 тыс.т/скв-опер.

ОПЗ для данной группы имеют разный эффект для разных пластов. Минимальный удельный эффект (исключая пласт БС0 из-за малого количества операций – 3 операции) составляет 0,23 тыс.т/скв-опер (объект БВ7), максимальный – 1,72 тыс.т/скв-опер (объект БС8). Средний удельный эффект составляет 1,03 тыс.т/скв-опер. Всего проведено 3991 операция, наибольшее количество для пластов БС8/БВ8 – 1942 операции с удельным эффектом 1,33 тыс.т/скв-опер. Удельный эффект для большей части пластов, а именно 8 из 11, находится ниже среднего по всей группе.

Гидродинамические методы, как говорилось ранее, более эффективны по сравнению с группой пластов АС/АВ (средний удельный эффект АС/АВ – 0,19 тыс.т/скв-опер). Минимальный удельный эффект составляет 0,19 тыс.т/скв-опер (объект БВ8), максимальный удельный эффект 2,22 тыс.т/скв-опер (объект БС8). Средний удельный эффект по всем пластам составляет 0,69 тыс.т/скв-опер. Всего проведено 3589 операций, наибольшее количество – 2399 операций выполнены для пласта БС10 с удельным эффектом 0,66 тыс.т/скв-опер.

### **Группа пластов ЮВ/ЮС**

**Физические методы.** Наиболее предпочтительны проведение ГРП – минимальный и максимальный удельный эффект составляет 2,78 и 15,6 тыс.т/скв-опер соответственно. Средний удельный прирост составляет 13,1 тыс.т/скв-опер. Общее число операций по данной группе пластов – 1678 операций. Количество операций ЗБС составляет всего 110 операций, что не совсем сопоставимо с количеством операций ГРП, поэтому для качественной оценки необходимо увеличение выборки.

ФХМУН для группы пластов ЮС/ЮВ по сравнению с другими группами пластов является наименее эффективным – средний удельный эффект составляет

0,52 тыс.т/скв-опер. Всего проведено 393 операции. Минимальный удельный эффект – 0,51 тыс.т/скв-опер (объект ЮВ1), максимальный удельный эффект – 0,77 тыс.т/скв-опер (объект ЮС1). Наибольшее количество операций выполнено для пласта ЮВ1 – 371 операция.

ОПЗ также дают меньший эффект по сравнению с группой пластов БС/БВ (средний удельный эффект данной группы составляет 1,03 тыс.т/скв-опер). Минимальный удельный эффект – 0,36 тыс.т/скв-опер (объект ЮС1), а максимальный составляет 0,56 тыс.т/скв-опер (объект ЮВ1). Всего проведено 55 операций со средним удельным эффектом 0,39 тыс.т/скв-опер.

Гидродинамические методы также дают меньший эффект по сравнению с группой пластов БС/БВ (средний удельный эффект данной группы составляет 0,69 тыс.т/скв-опер), но сопоставимы с группой пластов АС/АВ (средний удельный эффект данной группы составляет 0,19 тыс.т/скв-опер). Средний удельный эффект составляет 0,2 тыс.т/скв-опер. Всего проведено 97 операций. Из рассмотрения были убраны данные с пласта ЮС1 Южно-Ягунского месторождения из-за малого количества операций (3 операции).

Ниже представлена сводная таблица №2 средней удельной эффективности для всех групп и методов.

Далее авторами проведен анализ удельного эффекта на скважину внутри каждой группы пластов с целью установления геолого-геофизических параметров, оказывающих влияние на эффективность ГТМ.

Как упоминалось ранее, ГРП для группы пластов АС/АВ менее эффективно по сравнению с ЗБС, особенно выделяется пласт АВ7 (удельный эффект – 1,7 тыс.т/скв-опер). Это связано с тем, что пласты обладают неоднородностью по ФЕС, высокой расчлененностью и плохо-выраженными глинистыми перемычками. После проведения ГРП происходит прорыв из обводненных высокопроницаемых пропластков в целевые интервалы, и дополнительная добыча падает.

Приведенные выше геологические проблемы связаны со всей группой пластов АС/АВ, что и объясняет меньшую эффективность ГРП по сравнению ЗБС для этой же группы пластов.

Относительно низкая эффективность ГДМ для группы пластов АС/АВ объясняется неравномерностью продвижения фронта закачиваемой воды, как по толщине, так и по площади пластов. Неравномерность обуславливается неоднородностью по вертикали и зональной анизотропией по площади. В итоге вода прорывается по прослоям и зонам с высокой проницаемостью и эффект от ГДМ падает.

Таблица 2 – Средние удельные эффекты по всем методам для всех групп пластов

Метод		Физические – ГРП		
		АС/АВ	БС/БВ	ЮС/ЮВ
Показатели				
Ср. удельный эффект, тыс.т/скв-опер		6,81	17,5	13,1
Всего операций		369	6651	1678
Метод		Физические – ЗБС		
		АС/АВ	БС/БВ	ЮС/ЮВ
Показатели				
Ср. удельный эффект, тыс.т/скв-опер		26,6	14,65	6,6
Всего операций		359	286	118 (77)*
Метод		ФХМУН		
		АС/АВ	БС/БВ	ЮС/ЮВ
Показатели				
Ср. удельный эффект, тыс.т/скв-опер		1,21	1,48	0,52
Всего операций		788	2016	393
Метод		ОПЗ		
		АС/АВ	БС/БВ	ЮС/ЮВ
Показатели				
Ср. удельный эффект, тыс.т/скв-опер		нет данных	1,03	0,39
Всего операций		нет данных	3991	55
Метод		ГДМ		
		АС/АВ	БС/БВ	ЮС/ЮВ
Показатели				
Ср. удельный эффект, тыс.т/скв-опер		0,19	0,69	0,2
Всего операций		80	3589	97

\* только по 77 операциям имеются данные по доп. добыче

На пластах группы БС/БВ имеют высокий эффект, в сравнении с другими группами пластов, почти все ГТМ.

Группа характеризуется однородностью по площади и толщине, а также имеют выдержанные и мощные глинистые перемычки, отделяющие продуктивные пласты, что предотвращает прорывы между ними. Также эти пласты обладают пониженными ФЕС, по сравнению с группой пластов АС/АВ, вследствие регенерационных кварцевых каемок, особенно это касается ниже залегающих пластов, и, как следствие, применение ГРП на них наиболее эффективно [11-13]. Например, максимальный удельный эффект достигнут на пласте БС11 одного из исследуемых месторождений и составляет 31,9 тыс.т/скв-опер.

При применении ФХМУН на исследуемых месторождениях используются полимерные методы, а именно закачка полиакриламида (ПАА). При данном методе увеличения нефтеотдачи, подбираются изотропные пласты [10; 12; 14]. В противном случае будет проследиваться малая эффективность, т.к. гидродинамическая связь будет низкой или отсутствовать вовсе. Группа пластов БС/БВ отличается однородным строением и изотропией,



что и приводит к повышенной эффективности ФХМУН. Но на некоторых месторождениях имеются участки с высокой изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств, на которых обработки практически не проводятся.

Высокая эффективность ГДМ и ОПЗ на пластах БС/БВ объясняется большим количеством выполненных обработок по сравнению с другими группами пластов, что делает сравнительный анализ неправильным, за счет завышения результатов.

Пласты группы ЮС/ЮВ из всех трех групп отличаются средними показателями по ГРП. Одной из главных проблем для данной группы пластов является снижение дебитов скважин после ГРП с течением времени. Данная проблема связана не только с относительно низкой пористостью и проницаемостью [9; 15], а также со слабой гидродинамической связью с системой поддержания пластового давления, но и с увеличением проводимых повторно разрывов пласта. Совмещая повторные разрывы, пониженную энергетику пласта и большую выработку запасов, получают малый эффект от проведенных мероприятий [12]. Для остальных методов трудно установить влияние геолого-геофизические и промысловых характеристик из-за малого количества проведенных операций (для 3-х групп методов меньше 100 операций).

**Заключение.** По итогам проделанного сравнительного анализа эффективности геолого-технических мероприятий, а также анализа неоднородности групп пластов мелового и юрского возраста части месторождений Среднего Приобья Западной Сибири, можно сделать следующий вывод:

- для группы пластов АС/АВ наибольшей эффективностью отличаются зарезка боковых стволов. Высокий эффект обусловлен набором геолого-физических особенностей этой группы, а именно слоистой и зональной анизотропией, приводящей к формированию застойных зон и целиков нефти.

- для пластов группы БС/БВ относительно эффективны практически все рассмотренные ГТМ, ЗБС дает более низкие результаты по сравнению с другими группами пластов. Данная тенденция также связана с геологическим строением пластов, а именно с тем, что пласты обладают достаточной мощностью, глинистыми перемычками, а также выдержаны по вертикали и латерали.

- пласты ЮС/ЮВ характеризуются средней эффективностью по всем мероприятиям.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Реконструкция условий формирования васюганской свиты на основе использования комплекса гранулометрического анализа терригенных отложений. / Арефьев С.В., Чудинова Д. Ю., Котенев Ю.А. Шабрин Н.В., Шарафутдинов А.Р. // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 3(256). С. 32-36. EDN KWXXKFL.
2. Палеогеография Западно-сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5-6. С. 745-776. EDN QQUSWF.
3. Чудинова Д.Ю., Миннихметова Р.М. Характеристика геологического разреза Среднего Приобья Западной Сибири. // Вестник евразийской науки. 2022. Т. 14. № 3. С. 1-15. URL: <https://esj.today/PDF/54SAVN322.pdf> (Дата обращения: 5.10.2023).
4. Палеогеография западно-сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. / Конторович А.Э. Конторович В.А., Рыжкова С.В. Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян, П.А. // Геология и геофизика. 2013. Т.54. №8. С. 972-1012.
5. Чудинова Д.Ю., Чибисов А.В., Махныткин Е.М., Миннихметова Р.М. Оценка анализа литолого-фациальных особенностей месторождений эффективности нефтеотдачи. Евразийский научный журнал. 2022 год; 14(6): 45N3BN622. Доступно по адресу: <https://esj.today/PDF/45NZVN622.pdf>. (данные обращения: 5.10.2023).
6. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир, 1990. 352 с.
7. Чудинова Д.Ю. Методические подходы к подготовке исходной информации для построения геологической модели (на примере пласта БС10/2-3 Тевлинско-Русскинского месторождения) / Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Хайдарова А.Р. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том Выпуск 2 (7). Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2013. С. 149-154. EDN UNAZWT.
8. Уточнение геологической модели продуктивных отложений васюганской свиты на основе изучения условий их формирования / Чудинова Д.Ю., Махныткин Е.М., Шабрин Н.В., Котенев А.Ю., Миннихметова Р.М. // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 9 (250). С. 13-17.
9. Бирюкова О.Н., Нанишвили О.А., Игенбаева Н.О. Особенности формирования верхнеюрских отложений на примере объекта ЮС1 // Бюллетень науки и практики. 2023. Т. 9. №6. С. 115-121. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/91/13>. (дата обращения: 05.10.2023).

10. Белозеров, В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319, № 1. С. 123-130. EDN NWNFBV.
11. Геолого-промысловое обоснование регулирования разработки Южно-Вьинтойского месторождения на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин / М.Р. Дулкарнаев, А.Ю. Каташов, К.Н. Овчинников, Е.А. Малявко, А.В. Буянов, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов, Д.Ю. Чудинова // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 10(239). С. 64-69. EDN HAWCPY.
12. Conceptualizing a dual porosity occurrence in sandstones by utilizing various laboratory methods / D.S. Uraikov, S.S. Rahman, S. Tyson [et al.] // SOCAR Proceedings. 2021. No. 2. Pp. 8-16. DOI 10.5510/OGP20210200490. (data of access: 5.10.2023) EDN GLGOMR.
13. Влияние геологической неоднородности на эффективность выработки запасов нефти / Чудинова Д.Ю., М.Ю. Бурумбаева, А.И. Гарайшин // Фундаментальная наука и технологии - перспективные разработки: Материалы XIII международной научно-практической конференции, North Charleston, USA, 17–18 октября 2017 года / н.-и. ц. «Академический». Том 2. – North Charleston, USA: CreateSpace, 2017. С. 14-17. EDN ZQZTXL.
14. Геологическая неоднородность и ее влияние на выработку остаточных запасов нефти пласта / Д. Ю. Чудинова, Э. А. Закирова, А.В. Янова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том 7 (12). Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2018. С. 5-11. EDN XTJULZ.;
15. Апасов Т.К., Грачев С.И., Кудияров А.Г. Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 103–116. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8> (Дата обращения: 5.10.2023).
16. Абдрахманов Р.Ф., Полева А.О., Еранов Е.А. Мониторинг подземных вод в зоне влияния Шкаповского и Туймазинского нефтяных месторождений. // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2022. №2. С. 5-11.
17. Галиев Р.Р. Абдрахимов Р.И. Построение концептуальной модели осадконакопления отложений тюменской свиты на основе данных бурения и изменения характеристик сейсмической записи. // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2022. №4. С. 39-47.

## REFERENCES

1. Reconstruction of the formation conditions of the vasyugan formation on the basis of the complex of grain metric analysis of terrigenous deposits / Aref'ev S.V., Chudinova D. Ju., Kotenev Ju.A. Shabrin N.V., Sharafutdinov A.R. // Oil. Gas. Innovations. 2022. No. 3 . Pp. 32-36.
2. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. / Kontorovich A.Je., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Ju.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. // Geology and geophysics. 2014. Vol. 55. No 5-6. Pp. 745-776.
3. Chudinova D.Yu., Minniakhmetova R.M. Description of the geological section Middle Ob region of Western Siberia. The Eurasian Scientific Journal, 14(3): 54SAVN322. Available at: <https://esj.today/PDF/54SAVN322.pdf>. (data of access: 5.10.2023).
4. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period / Kontrovich A.E. Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. [et al.] // 2013. Vol. 54. No. 8. Pp. 972-1012.
5. Chudinova D.Yu., Chibisov A.V., Makhnytkin E.M., Minniakhmetova R.M. Evaluation of the analysis of lithofacies features of deposits of the efficiency of oil recovery. The Eurasian Scientific Journal. 2022; 14(6): 45NZVN622. Available at: <https://esj.today/PDF/45NZVN622.pdf>. (data of access: 5.10.2023).
6. Conditions of sedimentation and facies / Reading H.G. // M.: Mir, 1990. 352 p.
7. Methodological approaches to the preparation of initial information for the construction of a geological model (on the example of a reservoir BS10/2-3 Tevlinsko-Russkinskoye deposits) / D. Yu. Chudinova, A. P. Chizhov, A. R. Haidarova // Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions : A collection of scientific papers. Volume Issue 2 (7). Ufa: Limited Liability Company "Publishing House of Scientific and Technical Literature "Monograph", 2013. pp. 149-154. EDN UNAZWT.
8. Refinement of the geological model of productive deposits of the Vasyugan formation on the basis of studying the conditions of their formation / Chudinova D.Yu., Makhnytkin E.M., Shabrin N.V., Kotenev A.Yu., Minniakhmetova R.M. // Oil. Gas. Innovations. 2021. No. 9 (250). Pp. 13-17.
9. Peculiarities of the Formation of Upper Jurassic Deposits on the Example of the Object US1. / Biryukova, O., Nanishvili, O., & Igenbaeva, N. (2023). // Bulletin of Science and Practice, 9(6). 115-121. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/91/13> (Data of access: 5.10.2023).
10. The influence of facies heterogeneity of terrigenous reservoirs on the development of hydrocarbon deposits / V.B. Belozarov // Izvestiya Tomsk Polytechnic University. 2011. Vol. 319. No. 1. Pp. 123-130. EDN NWHFBB.
11. Geological and commercial justification of the regulation of the development of the Yuzhno-Vyintoyeskoyskoye field based on dynamic marker monitoring of horizontal

- wells / M. R. Dulkarnaev, A. Yu. Katashov, K. N. Ovchinnikov [et al.] // Oil. Gas. Innovations. 2020. N 10 (239). Pp. 64-69. EDN HAWCPY.
12. Conceptualizing a dual porosity occurrence in sandstones by utilizing various laboratory methods / D.S. Urakov, S.S. Rahman, S. Tyson [et al.] // SOCAR Proceedings. 2021. No. 2. Pp. 8-16. DOI 10.5510/OGP20210200490. (data of access: 5.10.2023). EDN GLGOMR.
13. The influence of geological heterogeneity on the efficiency of oil reserves production / D. Yu. Chudinova, M. Yu. Burumbayeva, A. I. Garaishin // Fundamental Science and technology - promising developments: Materials of the XIII International Scientific and Practical Conference, North Charleston, USA, October 17-18, 2017 / n.-I. ts. "Academic". Vol. 2. North Charleston, USA: CreateSpace, 2017. Pp. 14-17. EDN ZQZTXL.
14. Geological heterogeneity and its influence on the production of residual oil reserves of the formation / D. Yu. Chudinova, E. A. Zakirova, A.V. Yanova // Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions: A collection of scientific papers. Volume 7 (12). Ufa: Limited Liability Company "Publishing House of Scientific and Technical Literature "Monograph", 2018. Pp. 5-11. EDN XTJULZ.
15. The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development / Apasov T.K., Grachev S.I., Kudiiarov A.G. // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). Pp. 103–116. [https://doi.org/ 10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8](https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8) (data of access: 5.10.2023).
16. Abdrakhmanov R.F., Poleva A.O., Eranov E.A. Monitoring of groundwater in the zone of influence of the Shkapovskoye and Tuymazinskoye oil fields. // Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. 2022. No. 2. Pp. 5-11.
17. Galiev R.R. Abdrakhimov R.I. Construction of a conceptual model of sedimentation of deposits of the Tyumen formation based on drilling data and changes in the characteristics of the seismic record. // Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. 2022. №4. Pp. 39-47.

#### ***Сведения об авторах:***

***Чудинова Дарья Юрьевна***, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, 1, 450064, г.Уфа, Российская Федерация, E-mail: [miracle77@mail.ru](mailto:miracle77@mail.ru). ORCID ID: 0000-0002-4625-196X.

***Котенёв Артем Юрьевич***, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, 1, 450064, г.Уфа, Российская Федерация, E-mail: [geokot@inbox.ru](mailto:geokot@inbox.ru). ORCID ID: 0009-0008-8098-8229.

***Махныткин Евгений Михайлович***, ассистент, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, 1,



450064, г.Уфа, Российская Федерация, E-mail: [forsemazhor1997@gmail.com](mailto:forsemazhor1997@gmail.com).  
ORCID ID: 0009-0009-2228-2890.

**Чиликин Виктор Максимович**, аспирант, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, 1, 450064, г.Уфа, Российская Федерация, E-mail: [cleanlist867@mail.com](mailto:cleanlist867@mail.com). ORCID ID: 0009-0005-0105-1322.

**Климин Руслан Валерикович**, аспирант, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, 1, 450064, г.Уфа, Российская Федерация, E-mail: [rus.klimin@yandex.ru](mailto:rus.klimin@yandex.ru). ORCID ID: 0009-0008-0334-5887.

*Author's personal details:*

**Chudinova Dar'ya Yur'evna**, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov,1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [miracle77@mail.ru](mailto:miracle77@mail.ru). ORCID ID: 0000-0002-4625-196X.

**Kotenyov Artem YUr'evich**, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov,1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [geokot@inbox.ru](mailto:geokot@inbox.ru). ORCID ID: 0009-0008-8098-8229.

**Mahnytkin Evgenij Mihajlovich**, assistant, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov,1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [forsemazhor1997@gmail.com](mailto:forsemazhor1997@gmail.com). ORCID ID: 0009-0009-2228-2890.

**Chilikin Viktor Maksimovich**, post-graduate student, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov,1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [cleanlist867@mail.com](mailto:cleanlist867@mail.com). ORCID ID: 0009-0005-0105-1322.

**Klimin Ruslan Valerikovich**, post-graduate student, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov,1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [rus.klimin@yandex.ru](mailto:rus.klimin@yandex.ru). ORCID ID: 0009-0008-0334-5887.

© Чудинова Д.Ю., Котенев А.Ю., Махныткин Е.М., Чиликин В.М., Климин Р.В.