

doi:10.25689/NP.2019.4.202-217

УДК 622. 276

## ПОВЫШЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КОМПЛЕКСОМ ТЕХНОЛОГИЙ

Халиков А.Н., Чудинова Д.Ю., Кашфутдинова Р.М.,

Атсе Я.Д.В. (Атсе Яо Доминик Бернабэ)

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет»

## INCREASE OF OIL RESERVES PRODUCTION FROM NEOCOMIAN LAYERS BY THE COMPLEX OF TECHNOLOGIES

Khalikov A.N., Chudinova D.Yu., Kashfutdinova R.M.,

Atse Y.D.B. (Atse Yao Dominique Bernabe)

FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University»

**E-mail: [almir94@yandex.ru](mailto:almir94@yandex.ru)**

**Аннотация.** Отличительной особенностью месторождений Западной Сибири находящихся в поздней стадии разработки является высокая обводненность продукции. Технологическая политика недропользователя заключается в применении относительно «не затратных» методов ограничения водопритоков. Данные методы позволяют без дополнительных экономических затрат, снижать обводненность продукции, приводящие к росту добычи нефти. В данный перечень входят: потокоотклоняющие технологии, в том числе выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин; ремонтно-изоляционные работы в добывающих скважинах, гидродинамические методы, в частности форсированный отбор жидкости, циклическое заводнение.

В данной работе рассматривается технология применения потокоотклоняющих реагентов, которые позволяют увеличить объем трудноизвлекаемых запасов, не вовлеченных в разработку. Проводится анализ эффективности закачек гелеобразующих составов в нагнетательные скважины. Выполняется расчет дополнительной добычи нефти от применения потокоотклоняющих технологий. Рассчитывается оценка продолжительности эффекта от применения данной технологии.

**Ключевые слова:** *методы увеличения нефтеотдачи, обводненность, дебит жидкости, скважина, реагент, заводнение, запасы, пласт, углеводороды.*

**Abstract.** A distinctive feature of the fields of Western Siberia located in the late stage of development is the high water content of the products. The technological policy of the subsoil user is to apply relatively “not costly” methods to limit water inflows. Allowing, without additional economic costs, to reduce water cut, leading to an increase in oil production. This list includes: flow diverting technologies, including alignment of the injectivity profile of injection wells; repair and insulation works in production wells, hydrodynamic methods, in particular forced fluid withdrawal, cyclic flooding.

In this paper, we consider the technology of the use of flow diverting reagents that can increase the volume of hard-to-recover reserves not involved in the development. The analysis of the efficiency of injection of gelling compositions into injection wells is carried out. The calculation of additional oil production from the use of flow diverting technologies is carried out. The estimation of the duration of the effect of applying this technology is calculated.

**Key words:** *oil recovery enhancement methods, water cut, fluid flow rate, well, reagent, water flooding, reserves, reservoir, hydrocarbons.*

В настоящее время одной из главнейших проблем энергообеспечения страны является вопрос о повышении нефтеотдачи пластов путем увеличения степени извлечения нефти из недр Земли. Современные известные методы извлечения нефти в конечном итоге дают достаточно низкие коэффициенты нефтеотдачи, которые колеблются в пределах 0,25 - 0,45 д.ед. Остаточные не извлеченные запасы составляют 55 – 75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Большое количество месторождений на территории нашей страны в настоящий момент находятся на третьей-четвертой стадиях разработки. Эти стадии характеризуются тем, что скважины имеют высокую обводненность, которая объясняется значительной выработкой запасов нефти. Из-за низкой проницаемости коллекторов и высокой послойной неоднородности возрастает количество трудноизвлекаемых запасов нефти, которые не вовлечены в разработку.

Кроме этого, существует проблема неконтролируемой и непроизводительной циркуляции жидкости, вызванной наличием техногенной трещиноватости. Все это в конечном итоге приводит к преждевременному обводнению скважин и образованию зон, не

вовлеченных в разработку, увеличивая, тем самым, количество не извлеченной нефти [1].

Более 90 % отечественных нефтяных месторождений разрабатываются с поддержанием пластового давления путем заводнения нефтесодержащих пластов. Эффективность разработки таких месторождений во многом определяется бесперебойной и качественной работой нагнетательных скважин с высокими значениями приемистости и коэффициентами охвата пласта заводнением по толщине. Однако многочисленными исследованиями, показано, что в некоторых случаях возникают значительные трудности в освоении нагнетательных скважин при давлениях ниже давления разрыва пласта, ухудшается их приемистость в процессе разработки месторождений.

Для снижения проницаемости высокопроницаемых зон пласта (или их полного блокирования), выравнивания приемистости скважины применяют потокоотклоняющие технологии, которые основаны на закачке определенного объема специальных реагентов в нагнетательные скважины. В конечном итоге, создается равномерный фронт вытеснения и уменьшения прорывов потоков воды в добывающие скважины. Основными задачами выравнивания являются:

- 1) увеличение охвата пласта заводнением по толщине;
- 2) перераспределение объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом.

Таким образом, происходит перенаправление фильтрационных потоков путем закачки водоизолирующих составов в высокопроницаемые промытые зоны с целью их изоляции и образования водонепроницаемого экрана, тем самым направляют потоки в низко проницаемые пропластки.

Одним из перспективных методов физико-химического воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи является использование гелеобразующих составов для регулирования потоков и фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне и в глубине пласта.

Данная технология предназначена для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных и ограничения притока воды в добывающих скважинах в результате селективной изоляции промытых водой высокопроницаемых пропластков и трещин за счет перехода закачиваемого в скважину силикатно-полимерного раствора в гель при повышенной температуре пласта.

Сущность метода заключается в закачке в пласт водного раствора жидкого стекла и соляной кислоты с незначительным добавлением полимеров. При взаимодействии силиката натрия с кислыми агентами выделяется кремниевая кислота, образующая золь, переходящий со временем в гель, который служит водоизолирующим материалом в промытых высокопроницаемых зонах пласта.

Объектом исследования является продуктивный пласт крупного месторождения Когалымского региона, расположенного на севере Сургутского свода. Для объекта характерны высокая степень послойной неоднородности, изменчивость коэффициента проницаемости по пропласткам в разрезе пласта, сложность геологического строения, обусловленная особенностями осадконакопления и палеогеографическими условиями седиментации, которые в свою очередь являются следствием фациальной изменчивости пласта [9].

Развитие регрессионной обстановки во время формирования продуктивного пласта изучаемого объекта способствовало смене фациальных условий от переходной зоны до зон нижнего и верхнего пляжа [1]. Данная смена обусловила формирование субмередиональных разнофациальных зон с различными уровнями гидродинамической активности и категорий коллектора. Так с запада на восток наблюдается увеличение толщин пласта и последующее замещение их глинами, с выклинивание клиноформных комплексов в восточном направлении [9].

Коэффициент пористости пласта-коллектора изменяется от 0,153 до

0,263 долей ед. (среднее значение 0,2 долей ед.), проницаемость варьирует от 0,7 до  $1288,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (среднее значение  $90,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Коллектор терригенный. По классификации А.А. Ханина коллекторы горизонта относятся к II классу [9].

Для достижения утвержденной величины коэффициента нефтеизвлечения на объекте необходимо проведение комплекса геолого-технологических мероприятий, направленных на вовлечение в разработку ранее недренируемых запасов. В частности, применение потокоотклоняющих технологий.

Предполагается применение водо-изоляционных работ (ВИР) на добывающие скважины в комплексе на нагнетательные рекомендуется закачка осадкогелеобразующих композиций. Данное мероприятие предусматривает проведение работ по выравниванию профиля приемистости и перераспределение фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости и высокообводненных пропластках.

Такая технология используется в нашей стране еще с 80-х годов и в настоящее время, практически 100 % методов химического заводнения в России, связано именно с технологией потокоотклонения (ПОТ). Разновидностей этого метода около 400, однако, в нашей стране используется только 100 видов ПОТ.

Однако для того, чтобы данная технология действительно работала эффективно, важно правильно выбрать наиболее подходящие скважины. Существуют определенные критерии, которым должны удовлетворять скважины, используемые при данном методе разработки [2]:

- 1) высокий коэффициент обводненности добываемой продукции скважин;
- 2) сильное отставание отбора извлекаемых запасов от текущей обводненности;
- 3) наличие значительных остаточных запасов нефти, недостаточно эффективно разрабатываемых методом заводнения;

4) высокое среднее значение текущей нефтенасыщенной толщины.

По пласту основным используемыми реагентами являются ГОС-1-АС и ЭСС. Это гелеобразующая технология на основе полиакриламида (ГОС) и эмульсионно-дисперсионная технология (ЭСС). В состав ГОС-1-АС в качестве наполнителя используется глинопорошок (или древесная мука), что делает данную композицию более «жесткой» и применимой на скважинах с высокой приёмистостью (более 500 м<sup>3</sup>/сут).

Применение вышеуказанных технологий позволяет выравнивать фронт вытеснения за счет проникновением полимеров в низкопроницаемые интервалы. И дальнейшее вытеснение нефти происходит из плохо дренируемых областей, так как, увеличивая вязкость вытесняющего агента, увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

В период с 2013 по 2019 года на анализируемом объекте было проведено порядка более 80 скважино-операций по закачке реагента в нагнетательные скважины. При этом охватив около 380 добывающих скважин, участвующих в процессе перераспределения фильтрационных потоков. По некоторым скважинам, показывающим наилучший эффект по охвату пласта заводнением, изменениям профиля приемистости и снижению обводненности добывающих скважин, закачка гелей производилась неоднократно, а систематически.

Одним из основных показателей, характеризующих успешность применения закачек геля в нагнетательные скважины, является снижение обводненности добываемой продукции. Однако, наиболее интересующим показателем рентабельности для компаний-разработчиков является прирост дебита нефти, и как результат получение дополнительной добычи нефти.

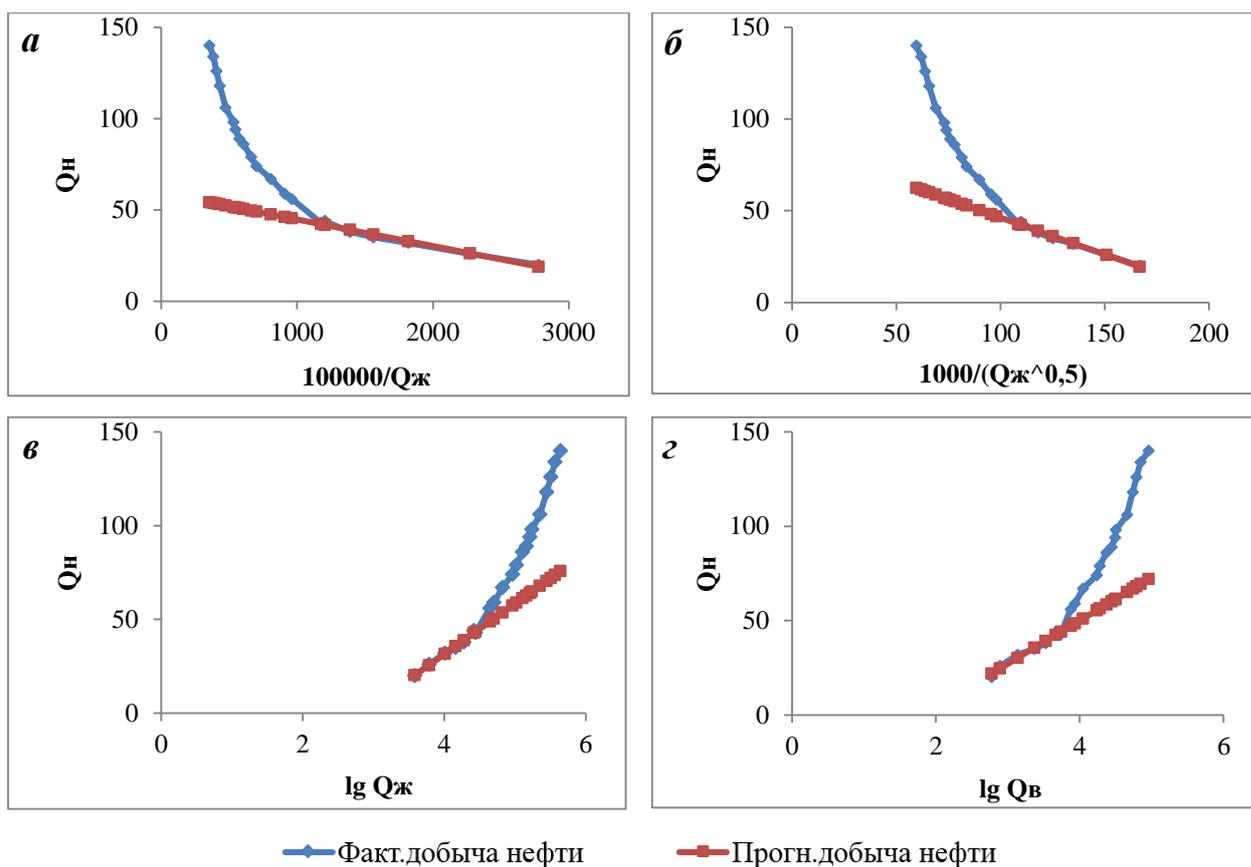
Оценить такую степень успешности от закачек геля, возможно при использовании характеристик вытеснения, показывающих эффективность

процесса вытеснения нефти и накопленной добычи нефти от времени. Характеристики вытеснения для нефтяной залежи более полно характеризуют эффективность ее разработки, чем, например, коэффициент нефтеотдачи. Характеристики вытеснения по нефтяной залежи отражают историю разработки нефтяной залежи и являются очень удобной формой для изучения характера и особенностей разработки и обводнения нефтяной залежи. Характеристики вытеснения показывают не только достигнутую нефтеотдачу по залежи, но и при каком расходе рабочего агента получена достигнутая нефтеотдача.

По данным характеристикам можно оценить динамику добычи нефти во времени. При оценке эффективности химических методов, характеристики вытеснения позволяют также оценить продолжительность эффекта, как по отдельной скважине, так и по группе соседних: от нагнетательной к добывающим скважинам. Наиболее известными и наиболее повсеместно используемыми для оценки характера вытеснения являются промыслово-статистические методы М.И. Максимова, Г.С. Пирвердяна, Г.С. Камбарова и Б.Ф. Сазонова. Именно эти методы были использованы для оценки эффективности проведения химических методов по анализируемому объекту.

Расчет проводился по каждому году для группы добывающих скважин, находящихся в непосредственной близости от нагнетательной, в которой была проведена скважино-операция по закачке гелеобразующих составов. В расчете были использованы все скважины окружения, без установления фактической фильтрационной взаимосвязи в системе «нагнетательная – добывающая скважина» по промысловым или косвенным статистическим методам.

Пример расчета дополнительно добытой нефти по добывающей скважине № 8154 указаны на рис. 1 и в табл. 1.



**Рис. 1. Характеристики вытеснения (а - по методу Г.С. Камбарова; б - по методу Г.С. Пирвердяна; в - по методу Б.Ф. Сазонова; г - по методу М.И. Максимова) для расчета дополнительной добычи нефти добывающей скважины № 8154**

Таблица 1

**Результаты расчета дополнительной добычи нефти по скважинам пласта (применение ОГОТ в скважине №2354 в 2018 году, оценка по добывающим скважинам участка)**

Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Метод Камбарова Г.С. тонн	Метод Пирвердяна А.М. тонн	Метод Сазонова Б.Ф. тонн	Метод Максимова М.И. тонн	Среднее значение, тонн
2354	1024	78,5	76,2	62,3	64,5	70,375
	1023	21,4	20,9	18,5	19,3	20,025
	1060	32,2	29,8	24,5	27,2	28,425
	1046	95,6	91,7	85,2	87,6	90,025
	1047	88,7	85,2	79,2	80,1	83,3
	1049У	89,19	80,78	66,63	69,22	76,455
<b>∑ по участку</b>						<b>368,605</b>



году. Результаты дополнительной добычи нефти от закачек ОГОТ в нагнетательные за 2018 году на анализируемом пласте приведены в табл. 3.

Таблица 3

*Продолжительность эффекта по добывающим скважинам (на примере нагнетательной скважины № 2805)*

№ нагнетательной скважины	№ добывающей скважины	Обводненность до технологии, %	Обводненность, после, %	Длительность эффекта, мес.
2805	1051	83	81	4
	1052	91	89	3
	1016У	92	87	15
	1029	84	80	8
	1028	87	86	6

Помимо этого, были выделены скважины с различным эффектом от закачек геля, выражающимся в продолжительности получения добычи нефти и снижения обводненности. Для некоторых скважин такой эффект составлял от 4 до 6 месяцев, а для некоторых длился более года (Табл. 4).

Таблица 4

*Дополнительная добыча нефти по группе скважин с максимальным эффектом*

№	Год	Нагнетательная скважина	Доп. добыча нефти, тонн	Максимальная продолжительность эффекта, мес.
1	2013	2803	1564,09	7
2	2013	2360	910,68	12
3	2014	2353	1723,98	10
4	2014	2799	1755,21	6
5	2015	2352	2006,43	13
6	2015	2799	2583,18	9
7	2016	1076У	1727,35	11
8	2016	2785	1455,83	8
9	2016	2770У	1216,65	16
10	2016	2799	1005,07	12
11	2017	2361	2950,75	15
12	2017	2360	2633,29	12

Проведенные расчеты позволили установить эффект от проведения ОГОТ по годам и оценить наиболее оптимальные условия для закачек геля. Наибольшей прирост дополнительной добычи нефти был получен в 2017 году, и составил 9,8 тысяч тонн нефти. Такой прирост обусловлен, в первую очередь, наибольшим количеством скважино-операцией (20 единиц), а во-вторых наибольшим технологическим эффектом по ряду добывающих скважин. Наименьший эффект отмечен в 2015 году, не связанный с количеством скважино-операций, а обусловлен низким удельным технологическим эффектом.

Результаты, проведенного в работе исследования, позволили выделить нагнетательные скважины, эффект от закачек которых максимален по добывающим скважинам. Где максимум был принят как самое высокое значение прироста дополнительной добычи нефти от среднего значения по всем скважинам каждого анализируемого года.

Проведенный расчет позволил установить несколько нагнетательных скважин добыча нефти от закачек геля в которых максимальна. При этом большинство из этих скважин отличаются максимальным эффектом не однократно, а систематически. С 2013 по 2017 года такими скважинами являются: в 2013 году - № 2803, № 2360; в 2014 году – № 2353, № 2799; в 2015 году - № 2352, №2799; в 2016 году - № 1076У, № 2785, №2770У и №2799; в 2107 году такими скважинами являются № 2361 и № 2360 (Табл. 4).

По результатам сопоставления проведенных расчетов и фактических данных скважины (геолого-промысловых характеристик) было установлено, что одним из качественных показателей успешного проведения ВИР является средняя толщина пропластков по участку, а также коэффициент проницаемости. Чем выше коэффициент проницаемости (порядка более  $40 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ ), тем продолжительнее эффект от закачек ОГОТ и как следствие тем выше вероятность вовлечения



### **Выводы.**

1. Проведен анализ эффективности закачек гелеобразующих составов в нагнетательные скважины в период с 2013 по 2019 год.
2. Проанализировав данные об использовании физико-химических методов с 2013 по 2019 годы, было установлено, что наиболее часто применяемой технологией является закачка реагента ГОС-1-АС.
3. Выполнен расчет дополнительной добычи нефти от применения потокоотклоняющих технологий по каждому году с использованием промыслово-статистических методов.
4. Проведена оценка продолжительности эффекта от применения потокоотклоняющих технологий.
5. Была установлена зависимость получения наибольшего эффекта от степени неоднородности - чем более неоднородный пласт, тем более сложно идет процесс закачки реагента и сложнее достичь высоких значение дополнительной добычи нефти.
6. По результатам сопоставления проведённых расчетов и фактических данных скважины (геолого-промысловых характеристик) было установлено, что одним из качественных показателей успешного проведения ВИР является средняя толщина пропластков по участку, а также коэффициент проницаемости.
7. Чем выше коэффициент проницаемости, тем продолжительнее эффект от закачек ОГТ и как следствие, выше вероятность вовлечения остаточных запасов в разработку.

### **Список литературы**

1. Трассерные исследования фильтрационных потоков пласта Як3-7 Ванкорского месторождения в районе нагнетательных скважин, отчет ООО «Сиам Мастер», 2015 г. – С. 10-14
2. Стрижнев К.В., Громан А.А., Кузьмин М.И. Румянцева Е.А. Обоснование и разработка технологии полимерного заводнения в слоисто-неоднородном пласте для

- повышения эффективности извлечения запасов. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 34-37
3. <https://research-journal.org/technical/snizhenie-obvodnennosti-skvazhin-s-pomoshhyu-potokootklonyayushhix-tekhnologij-na-primere-vankorskogo-mestorozhdeniya/>
  4. <http://mysagni.ru/fng/geology/703-raschet-pokazateley-razrabotki-bazovogo-varianta-ocenka-niz-i-vnf-po-dannym-dinamiki-dobychi-nefti-i-vody-po-bazovomu-i-fakticheskomu-variantam-razrabotki.html>
  5. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. Теория и практика – М.: Nedra, 1996. – С. 76-83
  6. Чижов А.П. Комплексное воздействие на остаточные и трудноизвлекаемые запасы нефти [текст] / А.П. Чижов, А.В. Чибисов, В.Г. Щербинин, Ш.С. Галимов // Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе: матер. Междунар. научн.-практ. конф. – Уфа: БГУ, 2014. – С. 175-182.
  7. Чижов А.П. Комплексный подход обоснования выбора скважин под технологии воздействия на остаточные запасы [текст] / А.П. Чижов, А.В. Чибисов, О.В. Терехов, В.И. Стрелков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 9. – С. 34-36.
  8. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Бриллиант Л.С., Чудинова Д.Ю. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений). // Экспозиция Нефть Газ. Выпуск 3(49) апрель 2016. Издательство ООО «Экспозиция Нефть Газ», 108. с.38-44
  9. Шестаков Д.А, Насыбуллин И.Р., Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.В. Условия эффективного применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в неоднородных пластах Когалымского региона. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 4. – 2018. С. 66-72.
  10. Андреев В.Е., Чижов А.П., Чибисов А.В., Чудинова Д.Ю., Дубинский Г.С., Нугаев Р.Я. Решение задачи классификации эксплуатационного фонда скважин и дифференциации остаточных запасов в карбонатных пластах на примере турнейских залежей новоелховского месторождения. // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». Вып. 4(106) -2016, с. 67-73

### References

1. *Trassernye issledovaniya fil'tracionnyh potokov plasta YAK3-7 Vankorskogo mestorozhdeniya v rajone nagnetatel'nyh skvazhin* [Tracer surveys of fluid flows in the vicinity of injection wells in Yak3-7 formation of Vankorskoye field]. Report prepared by ООО Siam Master, 2015, pp.10-14 (in Russian)
2. K.V. Strizhnev, A.A. Groman, M.I. Kuzmin, E.A. Rumyantseva *Obosnovanie i razrabotka tekhnologii polimernogo zavodneniya v sloisto-neodnorodnom plaste dlya povysheniya effektivnosti izvlecheniya zapasov.* [Justification and development of polymer flood

- technique for layered heterogeneous reservoir to improve recovery efficiency]. *Neftyanoye Khozyaistvo*, 2011, No.12, pp.34-37 (in Russian)
3. <https://research-journal.org/technical/snizhenie-obvodnennosti-skvazhin-s-pomoshhyu-potokootklonyayushhix-tekhnologij-na-primere-vankorskogo-mestorozhdeniya/> [Using flow diverters to reduce watercut by the example of Vankorskoye field]. (in Russian)
  4. <http://mysagni.ru/fng/geology/703-raschet-pokazateley-razrabotki-bazovogo-varianta-ocenka-niz-i-vnf-po-dannym-dinamiki-dobychi-nefti-i-vody-po-bazovomu-i-fakticheskomu-variantam-razrabotki.html> [Base case production data calculation] (in Russian)
  5. V.D. Lysenko *Teoriya razrabotki neftnyanyh mestorozhdenij. Teoriya i praktika* [Reservoir engineering. Theory and practice]. Moscow, Nedra, 199, pp. 76-83 (in Russian)
  6. A.P. Chizhov *Kompleksnoe vozdejstvie na ostatochnye i trudnoizvlekaemye zapasy nefti* [Integrated solutions to recover remaining and unconventional reserves] Proceedings of the International Research-to-Practice Conference "Innovative technologies in oil and gas industry". Ufa, BGU, 2014, pp. 175-182 (in Russian)
  7. A.P. Chizhov *Kompleksnyj podhod obosnovaniya vybora skvazhin pod tekhnologii vozdejstviya na ostatochnye zapasy* [Integrated approach to justification of well candidate selection for IOR techniques]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 2009, No.9, pp. 34-36. (in Russian)
  8. A.S. Valeev, M.R. Dulkarnaev, U.A. Kotenev, Sh.Kh. Sultanov, L.S. Brilliant, D.U. Chudinova *Metodicheskie osnovy planirovaniya i organizacii intensivnyh sistem zavodneniya* [Basic procedure for planning and implementation of advanced waterflooding systems] *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, Issue 3(49), April 2016. OOO Ekspozitsiya Neft' Gaz, 108, pp.38-44 (in Russian)
  9. D.A. Shestakov, I.R. Nasybullin, U.A. Kotenev, D.U. Chudinova, Sh.Kh. Sultanov, V.V. Mukhametshin *Usloviya effektivnogo primeneniya fiziko-himicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi v neodnorodnyh plastah Kogalym'skogo regiona* [Preconditions for success of enhanced oil recovery methods in heterogeneous reservoirs in Kogalym'sky region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, No. 4, 2018, pp. 66-72. (in Russian)
  10. B.E. Andreev, A.P. Chizhov, A.V. Chibisov, D.U. Chudinova, G.S. Dubinsky, R.Ya. Nugaev *Reshenie zadachi klassifikacii ekspluatatsionnogo fonda skvazhin i differenciacii ostatochnykh zapasov v karbonatnyh plastah na primere turnejskikh zalezhej novoel'khovskogo mestorozhdeniya* [Solutions for classification of producing wells and differentiation of remaining reserves in carbonate formations: the case of Tournaisian deposits of Novoyel'khovskoye field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov* (Problems of oil gathering, processing and transportation), Issue 4(106), 2016, pp.67-73 (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Халиков Альмир Наилевич*, аспирант, ассистент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: almir94@yandex.ru

*Чудинова Дарья Юрьевна*, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: miracle77@mail.ru

*Каифутдинова Регина Маратовна*, студент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: nesquik97@inbox.ru

*Атсе Яо Доминик Бернабэ*, ассистент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: atsedominique@hotmail.com

### **Authors**

*Khalikov A.N.*, PhD student, assistant lecturer, Department of Geology and exploration of oil and gas fields, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: almir94@yandex.ru

*Chudinova D.Yu.*, PhD in Geologo-mineralogical sciences, Associate Professor, Department of Geology and exploration of oil and gas fields, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: miracle77@mail.ru

*Kashfutdinova R.M.*, student, Department of Geology and exploration of oil and gas fields, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: nesquik97@inbox.ru

*Atse Y.D.B.*, assistant lecturer, Department of Geology and exploration of oil and gas fields, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: atsedominique@hotmail.com

**Халиков Альмир Наилевич**

**450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан**

**г. Уфа, ул. Космонавтов, 1**

**тел. +79174945313**

**E-mail: almir94@yandex.ru**