

DOI 10.25689/NP.2018.4.133-153

УДК 558.98(470.56)

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ФЛЮИДОУПОРОВ В КАРБОНАТНОМ ВЕРХНЕМ ДЕВОНЕ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

¹Шакиров В.А., ¹Миропольцев К.Ф., ¹Вилесов А.П.,

²Максимова И.А., ³Соболев В.И.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²ООО «СамараНИПИнефть»

³АО «Оренбургнефть»

FORECAST OF SEAL ROCKS AREAL EXTENT IN UPPER DEVONIAN CARBONATES IN ORENBURG REGION

¹Shakirov V.A., ¹Miropoltsev K.F., ¹Vilesov A.P.,

²Maksimova I.A., ³Sobolev V.I.

¹Tyumen Petroleum Research Center

²SamaraNIPIneft

³Orenburgneft

E-mail: vashakirov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. На территории Оренбургской области плотностные покрышки карбонатной толщи верхнего девона характеризуются фациальной изменчивостью как по разрезу, так и по площади их распространения. Эвстатические снижения относительного уровня моря и сложный рельеф франско-фаменского времени способствовали вторичным преобразованиям потенциальных флюидоупоров, что в определенных случаях приводило к ухудшению их экранирующих свойств. С целью установления характеристик флюидоупоров был проведен их комплексный анализ, выделены литотипы, выработаны критерии оценки таких важных параметров плотных перемычек, как толщина и монолитность. Проведенные исследования позволяют в целом оценить геологические особенности основных флюидоупоров верхнего девона, их экранирующие свойства, качество и развитие по площади. Для подтверждения экранирующих свойств покрышек, рекомендуется комплексировать представленный подход с другими исследованиями.

Ключевые слова: флюидоупор, верхний девон, карбонатные породы, Оренбургская область.

Abstract. In the Orenburg region, the cap rocks of Upper Devonian carbonates are characterized by facies variation, both vertically and laterally. Eustatic falls and rugged topography of Frasnian-Fammenian age contributed to epigenetic transformation of potential seal rocks, which resulted in deterioration of their sealing properties. Integral analysis of seal rocks has been carried out to define their properties, as well as facies have been identified and evaluation criteria have been developed for such important parameters as thickness and impermeability of seals. The studies performed allow for general assessment of geologic characteristics of major Upper Devonian cap rocks, their sealing properties, quality and areal extent. To verify sealing properties of cap rocks, it is advisable to integrate the presented approach with other types of studies.

Key words: *seal rock, Upper Devonian, carbonates, Orenburg region*

Введение

Флюидоупор – неотъемлемая часть природного резервуара. Наличие в разрезе надежного флюидоупора значительно повышает вероятность промышленных скоплений нефти и газа, что предполагает увеличение концентрации потенциальных залежей в определенных интервалах и районах. Основное качество любого флюидоупора – это способность препятствовать миграции УВ из перекрываемого коллектора. В данной работе приводятся результаты анализа экранирующих свойств плотностных покрышек в карбонатном разрезе верхнего девона Оренбургской области.

Во франско-фаменское время позднего девона территория Оренбургской области представляла собой фрагмент обширного эпиконтинентального морского бассейна восточной окраины Русской плиты. Верхнедевонские осадочные породы представлены преимущественно карбонатами (известняками и вторичными доломитами) мелководного и относительно глубоководного шельфа, а так же кремнисто-карбонатными породами внутришельфовых впадин. В юго-восточной и южной части территории существовали островные выступы, такие как Соль-Илецкий и Кошинский блоки, которые служили источником сноса глинистого и терригенного материала. В центральной

части Бузулукской впадины к началу фаменского века сформировалась внутришельфовая Муханово-Ероховская впадина (прогиб - МЕП) с некомпенсированным осадконакоплением. Сложность палеорельефа бассейна седиментации отразилось на литологических особенностях франско-фаменского разреза в целом, так и непосредственно изучаемых покрышек. Большое влияние на формирование пород флюидоупоров в восточной части области оказала обширная островная суша Соль-Илецкого свода, с которой терригенно-глинистый материала выносился в прилегающие зоны бассейна. Периодические колебания относительного уровня моря (ОУМ) вносили свой вклад в осадконакопление, предопределяя геологические особенности строения потенциальных покрышек. Наиболее осложняющее влияние на формирование потенциальных флюидоупоров оказывали эвстатические снижения ОУМ с развитием карста, что приводило к ухудшению экранирующих свойств потенциальных покрышек на достаточно обширных территориях.

Материал и методы исследований

Определение основных внутриэтажных покрышек в верхнедевонской толще проводилось с учетом уже доказанных залежей нефти. В разрезе фаменского яруса определены шесть основных потенциальных флюидоупоров (снизу вверх): ПК Дф3, ПК Дф2-2, ПК Дф2 1, ПК Дф1, ПК Зл2, ПК Зл1. Флюидоупор ПК Дфр1 приурочен к базальным отложениям фамена и перекрывает пласт Дфр1 франского яруса. Перечисленные флюидоупоры в определенных условиях могут быть покрышками для одноименных пластов (Дфр1, Дф3, Дф2-2 и т.д. соответственно). Основной объем открытий новых залежей за последние 3 года приходится на заволжские и воронежские отложения, поэтому в данной статье рассматриваются только три флюидоупора: ПК Зл1, ПК Зл2 – перекрывающие пласты заволжского надгоризонта верхнего фамена;

ПК Дфр1 – перекрывающая пласт Дфр1 верхнефранского подъяруса.

Характеристики покрышек фаменского яруса, основанные на результатах лабораторных исследования керна, в частности такие, как текстурно-структурные особенности, минеральный состав, плотность, проницаемость, характеризующие экранирующие свойства покрышек, были опубликованы ранее [1]. В указанной работе приводятся основные литотипы пород из интервалов покрышек, условия формирования флюидоупоров с опорой на историю эвстатических колебаний относительного уровня моря в позднедевонское время.

По результатам лабораторных исследований керна выделено 6 основных литотипов (ЛТ), 5 из них представлены карбонатными или карбонатно-глинистыми породами и один литотип глинистыми разностями.

Литологическая идентификация пластов по данным ГИС в интервале карбонатных отложений осуществлялась на основе комплексной палетки данных НГК - АК, с учётом расчётного значения коэффициента глинистости и литологического описания керна. В разрезе были выделены известняки, известняки доломитизированные, доломиты, а так же их глинистые разности, глины. Глинистые породы по ГИС выделяются достаточно надёжно и отдельного анализа не требуют. По плотностным карбонатным породам были проведены сопоставления КЕРН-ГИС. В результате анализа литологического описания керна в интервале покрышек было выделено 4 типа. После детальной увязки керна с кривыми ГИС, выделенные типы покрышек были перенесены на кривые ГИС. Во всех скважинах 100% исследований приходится на радиоактивный каротаж, поэтому эти исследования приняты в основу интерпретации ГИС. Другие методы ГИС, например, такие как акустический и плотностной каротаж, также использовались при интерпретации, но в большей степени как вспомогательные, так как процент данных исследований

незначительный, особенно плотностного каротажа. Основой для выделения типов покрышек в разрезе по данным ГИС являются граничные значения двойного разностного параметра ГК и НГК, которые установлены по данным графика ГИС-керн. На рис. 1 приведены описание керна, критерии выделения литотипов по ГИС, типизация покрышек и граничные значения, определения монолитности и толщины.

Выделение литотипов по керну и ГИС				Типы покрышек						
Характеристика пород-флюидопоров по керну	Критерии по геофизическим параметрам			Типизация и индексация покрышек					Критерии определения качества типа покрышки	
Литологические разности покрышек	Литотипы по ГИС	Ангк, д.ед	Агк, д.ед	ПК 1	ПК 2	ПК 3	ПК 4	ПК 5	Степень монолитности (Км граничные значения)	Минимальная толщина Нвп.гр. м
известняки чистые с плотной микритовой матрицей	I	$0.7 < \text{Ангк} \leq 0.83$	$\text{Агк} \leq 0.045$	I-II					0.5-0.7	2.0
известняки доломитизированные (слабо сульфатизированные)- кальцита 60%, доломита до 30%	II	$\text{Ангк} > 0.83$	$\text{Агк} \leq 0.045$		I-II и III-IV				0.5-0.7	2.0
доломиты, доломиты слабо сульфатизированные глинистые/известковые- доломита более 50%, глинистого материала до 25%;	III	$\text{Ангк} > 0.83$	$\text{Агк} > 0.045$			III-IV			0.3-0.5	1.5
известняки глинистые, плотные – кальцита до 75%, глинистого материала до 25%;	IV	$0.7 < \text{Ангк} \leq 0.83$	$\text{Агк} > 0.045$				III-IV		0.3-0.5	1.5
мергель известковый (Н.о. (глина) -75%, кальцита -25%)	V		$\text{Агк} \geq 0.36$					V	0.3-0.5	1.0
				Чистые карбонатные покрышки						
				Присутствуют слои чистых и заглинизированных карбонатов						
				Преобладают карбонатные породы с повышенным содержанием глинистой составляющей.						
				Преобладают карбонатно-глинистые и глинистые породы						
				В составе ПК преобладают глинистые породы						

Рис. 1. Критерии выделения типов покрышек по данным ГИС-керн.

Типизация пород флюидопоров верхнего девона

Как показывают результаты исследования керна, практически все литотипы встречаются во всем изучаемом разрезе покрышек. Это подтверждается и геофизическими данными. Следует обратить внимание, что литологический состав потенциальных покрышек весьма разнообразен, встречаются различные вариации и сочетания литотипов, выделенных по ГИС. Если использовать классификацию Э.А. Бакирова, то изучаемые покрышки по литологическому составу могут быть как однородными, так и неоднородными. С целью учета такого фактора как литологическая вариативность, была проведена типизация покрышек, которая учитывает сочетание различных литотипов (ЛТ) в изучаемом

разрезе. Выделены 5 основных типов покрышек, наиболее часто встречаемых в изучаемом разрезе.

Основные типы покрышек (ПК):

- ПК 1 (ЛТ I+II) чистые карбонатные покрышки;
- ПК 2 (ЛТ I+II и ЛТ III+IV) – чередование чистых и глинистых карбонатов;
- ПК 3 (ЛТ III+IV) глинистые карбонатные породы
- ПК 4 (ЛТ III+IV и ЛТ V) чередование глинистых карбонатов и глинистых пород;
- ПК 5 (ЛТ V) преимущественно глинистые породы.

Как показывает анализ, на экранирующие свойства плотностных покрышек большое влияние оказывают такой «загрязняющий» компонент, как глинистый материал. Согласно классификации пород-флюидоупоров по А.А. Ханину [2], плотностные карбонатные покрышки отнесены к самому низкому классу, а глинистые породы обладают лучшими экранирующими свойствами. Исходя из этого, можно предположить, что процент увеличения глинистой фракции в карбонатной толще улучшает изолирующие характеристики плотностных покрышек. Этот вывод подтверждается данными исследований керн, которые приведены в статье по оценке качества покрышек [1].

Основные параметры верхнедевонских покрышек

Многие исследователи придерживаются трехчленного строения резервуара: коллектор – ложная покрышка – истинная покрышка [3]. В процессе работы выяснилось, что плотностные карбонатные покрышки могут иметь и более сложное строение, зачастую отмечается неоднократное чередование изолирующих прослоев с породами, приближенных к коллекторам, которые характеризуются низкими флюидоупорными свойствами. Удачное определение покрышки с

нарушением сплошности представил В.Д. Наливкин (1971) – литологическое пластовое тело, сложенное преимущественно изолирующими породами; «проницаемые тела включаются в состав покрывки в том случае, если они занимают в ней подчиненное положение и не имеют постоянной незатрудненной связи с проницаемыми телами, разделяемыми этой покрывкой». Если проницаемые прослои в разрезе потенциальной плотностной покрывки преобладают над изолирующими породами, то экранирующие свойства снижаются, и покрывка может перейти в разряд ложной.

Плотностная карбонатная покрывка будет более качественной при условии, что плотная перемишка сохраняет монолитность и не нарушена постдиагенетическими процессами (прежде всего, карстообразованием), формирующими трещины и каверны. Изучение трещин ограниченным комплексом ГИС проводить не представляется возможным, поэтому данный тип пустотного пространства в разрезе покрывок оценивался только на основании описания керна. Если поры, каверны и другие проявления выщелачивания в плотных породах присутствуют в достаточном объеме для фиксации методами ГИС, то такие породы выделялись в отдельный литотип ЛТ6. Именно эти породы могут формировать прослои в разрезе покрывки, характеризуемые нами как низкопроницаемые. Подобные прослои встречаются достаточно часто в изучаемых плотностных покрывках, иногда их объем в разрезе покрывки может достигать 50 и более процентов. Надежность подобных покрывок однозначно снижается. Чтобы выделить такие покрывки был введен параметр K_m , оценивающий степень монолитности:

$$K_m = 1 - N_{лп} / N_{оп} \text{ (д.ед),}$$

где K_m – коэффициент степени монолитности, $N_{оп}$ – общая толщина покрывки, $N_{лп}$ – сумма толщин ложной покрывки.

Степень монолитности (K_m) – отражает изменчивость характеристик

покрышки по разрезу, учитывает неоднородность и особенности сочетания плотных слоев и низкопроницаемых коллекторов. При уменьшении значений от 1 до 0 флюидоупорные свойства покрышки снижаются до ложной.

Для установления граничного критерия $K_m.gr$, который позволит разделить надежные и ненадежные покрышки, было проведено сопоставление значений полученных K_m для покрышек с доказанными залежами нефти. Для глинисто-карбонатных покрышек значение $K_m.gr$ составило 0,3; для карбонатных – 0,7. Среднее значение зафиксировано на уровне 0,5. Таким образом, покрышки с $K_m.gr$ выше 0,5, можно отнести к надежным. Чем ближе к единице значение K_m , тем выше степень непрерывной монолитности покрышки.

К наиболее качественным покрышкам отнесли в первую очередь глинистые, глинисто-карбонатные породы и карбонаты с микритовым цементом, однако, даже эти покрышки не всегда могут быть надежными. На флюидоупорные свойства влияет не только фациальная принадлежность к определенному типу покрышки или ее монолитность, немаловажное значение имеет толщина ее непроницаемых прослоев.

Определение толщины вероятной покрышки ($H_{вп}$) выполняется путем вычитания из общей стратиграфической мощности покрышки ($H_{оп}$), толщины прослоев отнесенных по ГИС к 6 литотипу ($H_{лп}$):

$$H_{вп} = H_{оп} - H_{лп} \text{ (м)}$$

Имея количественное значение толщины качественной покрышки можно оценить ее надежность. При приближении к 0 качество покрышки снижается, а если толщина оцениваемой покрышки менее критичного значения, то данный флюидоупор очень низкого качества и, наиболее вероятно, не будет удерживать УВ.

С целью определения значения критичной толщины сопоставили типы покрышек с залежами. Для ПК1 и 2, т.е. относительно чистых

карбонатных пород минимальная толщина НВП составила около 2 м. С повышением глинистой составляющей в объеме покрышки, минимальная толщина снизилась до 1,5 м.

Для мергелей и глинистых пород минимальная толщина составила 3,0 м, что, вероятно, обусловлено малой статистикой. Потому что при одной и той же толщине заглинизированной покрышки и карбонатной высота залежи в два раза выше у первой. Следовательно, логично принять меньшую критичную толщину на уровне 1 м. Таким образом, непрерывные толщины флюидоупоров 1,0-2,0 м могут быть достаточно надежным. В докладе Чикиной Н.Н. с соавторами [4] на основе статистики бурения, испытания залежей карбонатных пластов заволжского надгоризонта граничные толщины определены на уровне 1,1-1,8 м

Наличие выдержанной и достаточной толщины покрышки не всегда является обязательным условием ее качества. В ряде случаев покрышка при определенных критических значениях давления в залежи может стать проницаемой, а при снижении дельты давления флюидоупорные свойства могут восстанавливаться. Поэтому вопрос о минимальной мощности покрышки однозначного решения не имеет.

Картирование флюидоупоров верхнего девона

Для вычленения качественных покрышек необходимо сочетание вышеперечисленных параметров, таких как тип покрышки, который характеризует литологический состав, оценка монолитности и толщины позволяет оценить качество покрышки и определить их надежность. Все оцениваемые параметры были закартированы по всей Оренбургской области. Карты были построены также с целью определения зон риска ухудшения флюидоупорных качеств покрышек. Карты риска представляют собой сочетание всех параметров; зоны, где происходит снижение граничных значений монолитности и толщины ниже принятых (т.е. имеется большая вероятность отсутствия покрышки) обозначены

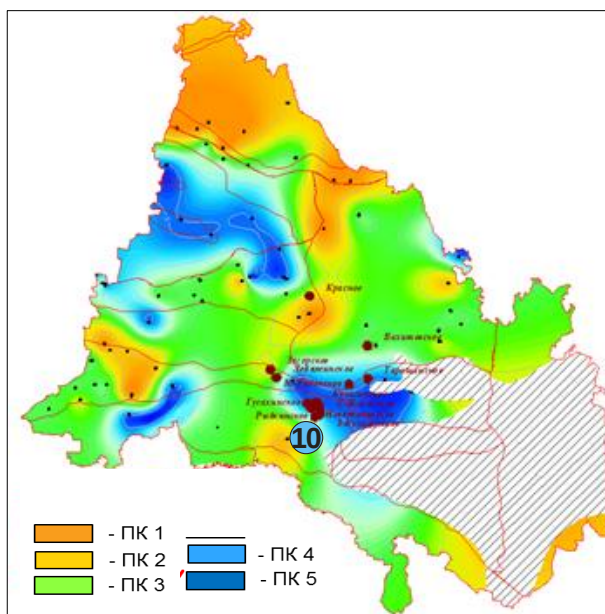
красным цветом. Зеленая цветовая гамма предполагает незначительный риск, желтый – повышенный. Построение карт базировалось на интерпретации разрезов 100 скважин, относительно равномерно распределенных по площади. Для всей области такое количество скважин недостаточно, поэтому площадную оценку покрышек следует отнести к оценочной. Для обозначения контура Соль-Илецкой суши и границ основных тектонических элементов использовались материалы палеогеографических карт Ю.И. Никитина.

В ряде случаев, площадь рискованных зон расширялась за счет объединения ближайших участков с ухудшенными покрышками. Так как, литологический состав определялся по радиоактивному каротажу, то существует большая вероятность, что в условиях внутришельфой впадины (район МЕП) повышенная радиоактивность вызвана присутствием в разрезе битуминизированных микротрещиноватых кремнисто-карбонатных пород, поэтому покрышка в этой зоне отнесена к рискованной. Возможно, это является причиной отсутствия залежей в районе МЕП в верхнем карбонатном девоне даже при условии наличия пород коллекторов.

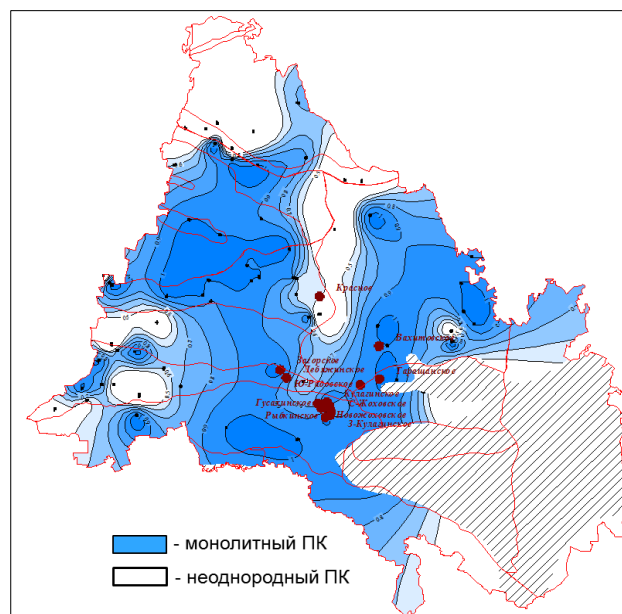
Особенности ПК Дфр1.

Покрышка ПКДфр1 (Рис. 2) сформировалась на начальном этапе раннефаменской седиментации и выделяется в базальной части фаменского яруса. Покрышка имеет сложное геологическое строение и характеризуется резкой изменчивостью и сменяемостью типов пород по площади. В центральной части области в районе МЕП закартирована покрышка с повышенной радиоактивностью, которая сформировалась в условиях относительно глубоководного шельфа. Она отнесена к типу ПК5, а конфигурация и характер распространения определяется границами МЕП. По мере удаления от осевой части прогиба к бортовым уступам

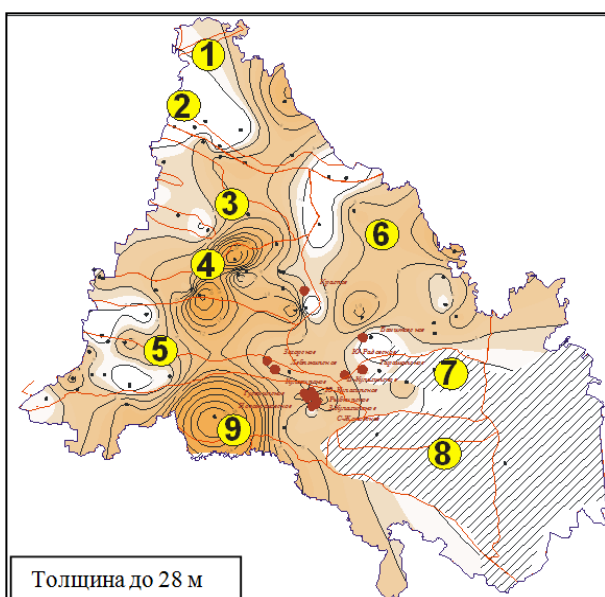
покрышка приобретает двухчленное строение, и включает литотипы ПК5 и ПК4.



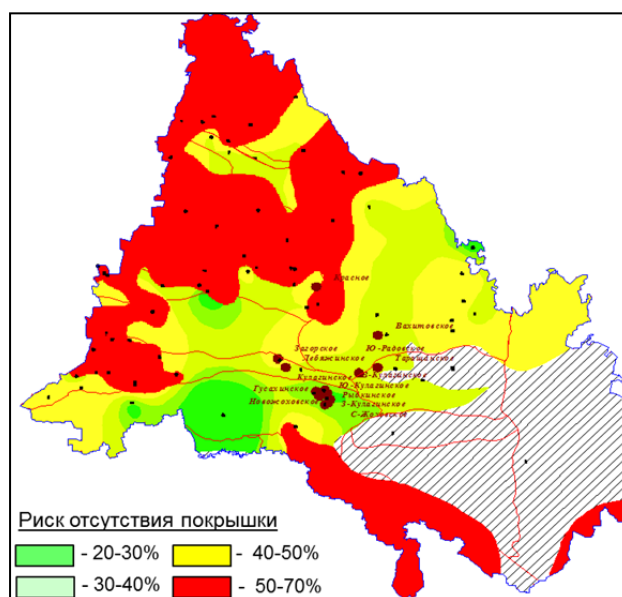
Карта распространение типов ПК



Карта монолитности Км



Карта толщины Нвп



Карта рисков покрышки

Условные обозначения:

- зона отсутствия пласта
- залежи на ГБ
- р-н Волостновского уч-ка, рифовые залежи
- границы структурно-тектонических элементов

Основные структурно-тектонические элементы:

- 1 - ЮТС (Южно-Татарский свод)
- 2 - БКВ (Большекинский вал)
- 3 - МЕР (Муханово-Ероховский прогиб)
- 4 - Бобровско-Поровский вал
- 5 - КЧСД (Камелик-Чеганская система дислокации)
- 6 - ВОСП (Вост.-Оренбургское валообразное поднятие)
- 7 - ПС (Павловская седловина)
- 8 - Соль-Илецкий свод
- 9 - Булатовско-Кошинский вал

Рис. 2. Определение качества покрышки ПК Дфр1 франского яруса.

Практический интерес представляет район с глинистой покрышкой (тип ПК5) вблизи Соль-Илецкого свода. Преимущественно глинистый состав флюидоупора является следствием сноса терригенно-глинистого материала с островной суши в западном направлении. Данная покрышка является надежным флюидоупором для продуктивных верхнефранских рифов на Рыбкинском и Волостновском лицензионных участках [5, 6]. По мере удаления на запад и север глинистая покрышка литологически сменяется карбонатно-глинистой (ПК4), а затем на более чистую карбонатную (ПК3). Можно предположить, что в пределах Рубежинского прогиба, западнее Волостновско-Рыбкинской зоны, рифовые залежи могут отсутствовать по причине ухудшения экранирующих свойств покрышки, т.к. для перекрытия высокоамплитудных рифов и формирования залежей необходимы более пластичные глинистые породы. Близость источника глинистого материала положительно отразилось на формировании качественной покрышки над франскими резервуарами Загорского и Лебяжинского месторождений.

Достаточно высокая неоднородность и фациальная изменчивость покрышки ПК Дфр1 по латерали отмечается в зоне Камеликско-Чаганских сводовых дислокаций (КЧСД). Западная часть тектоноэлемента в р-не Давыдовского, Пролетарского и Гаршинского месторождений представлена достаточно чистыми карбонатными плотняками (литотипы ПК1 и 2), которые по мере смещения на запад к Росташинско-Зайкинской зоне и на восток к району Загорского месторождения замещаются ПК 3 и 4. Относительно чистая карбонатная покрышка образовалась на Южно-Татарском своде (ЮТС) и Бобровско-Покровском Валу (БКВ). На этой территории перспективы обнаружения новых продуктивных объектов в пласте Дфр1 невысокие.

На территории ВОСП сформировалась достаточно однородная покрывка (ПКЗ), для ее строения характерно переслаивание карбонатных и карбонатно-глинистых пород.

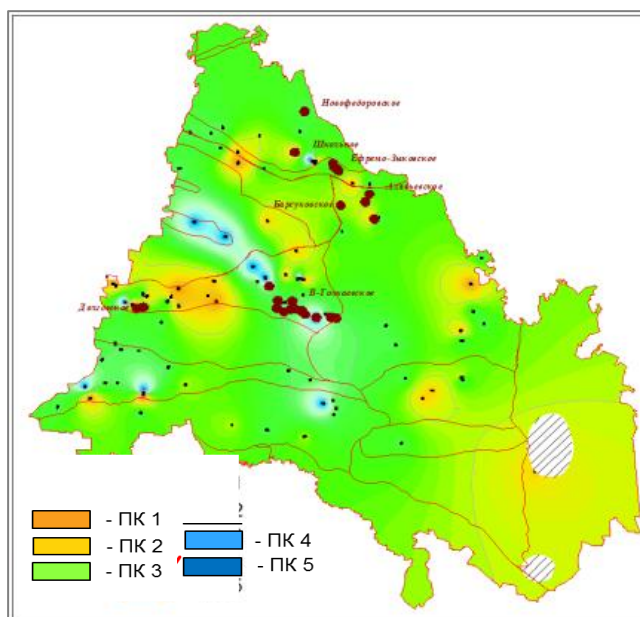
На карте толщин ПК Дфр1, белые зоны обозначают наличие толщин меньше или близко к критичной. В целом, если анализировать карту рисков, максимальный риск по ПК Дфр1 – это территория ЮТС, МЕП и частично территория БПВ. Наилучшие зоны приходятся на территорию ВОСП, Рубежинский прогиб, особенно восточная часть и КЧСД.

Концентрация залежей, удерживаемых ПК-Дфр1, фиксируется в непосредственной близости к Соль-Илецкому своду.

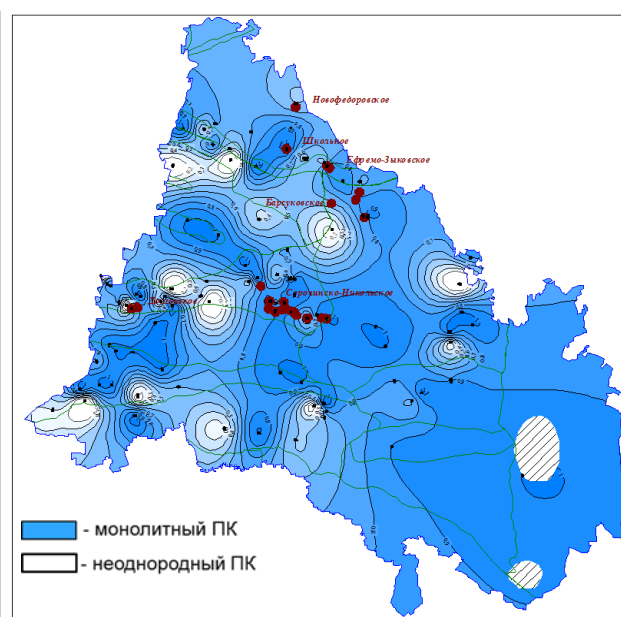
Картирование ПКЗл2.

Накопление верхнефаменских осадков происходило на этапе слабой трансгрессии в озерское время и значительной трансгрессии в хованское время. Покрывка пласта Зл2 – ПКЗл2, - залегает в основании хованского горизонта и включает интервал пород, сформировавшихся в условиях относительно глубокой сублиторали (Рис. 3). В пределах Оренбургской области покрывка представлена плотными известняками с прослоями мергелей (реже известковых аргиллитов); толщина последних, как правило, незначительна. Покрывка характеризуется сложным строением, в ее составе могут присутствовать все шесть литотипов с преобладанием ЛТ3 и ЛТ4. Наибольшее распространение по площади (более 80%) получила покрывка 3 типа. Глинистая составляющая в составе покрывки снижается в юго-восточном направлении области.

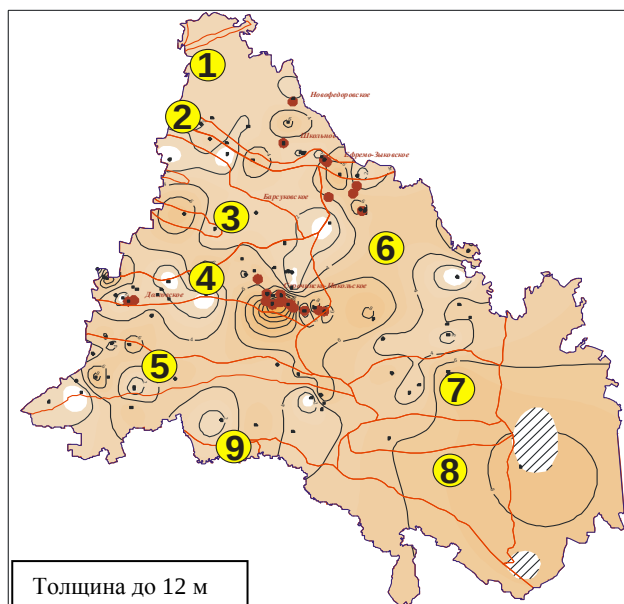
Глинистые породы в данной покрывке, которые можно отнести к типу ПК5, в Оренбургской области представлены маломощными прослоями и практически отсутствуют. Формирование покрывки происходило в условиях относительно глубокой сублиторали и мелководной сублиторали со спокойной придонной гидродинамикой.



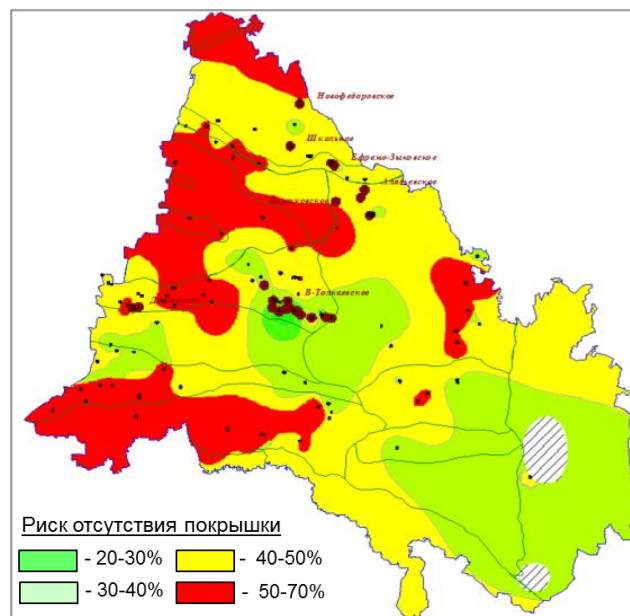
Карта распространение типов ПК



Карта монолитности Км



Карта толщины Нвп



Карта рисков покрышки

Условные обозначения:

▨ - зона отсутствия пласта ● - залежи на ГБ

— - границы структурно-тектонических элементов

Основные структурно-тектонические элементы:

- 1 - ЮТС (Южно-Татарский свод)
- 2 - БКВ (Большекинский вал)
- 3 - МЕР (Муханово-Ероховский прогиб)
- 4 - Бобровско-Поровский вал
- 5 - КЧСД (Камелик-Чеганская система дислокации)
- 6 - ВОСП (Вост.-Оренбургское валообразное поднятие)
- 7 - ПС (Павловская седловина)
- 8 - Соль-Илецкий свод
- 9 - Булатовско-Кошинский вал

Рис. 3. Определение качества покрышки ПК Зл2 (нижняя часть хованского горизонта).

Согласно палеогеографическим исследованиям более глубоководная часть шельфа приходится на территорию МЕР. Здесь в застойных условиях внутришельфовой впадины накапливались преимущественно кремнисто-карбонатные породы, обогащенные органическим веществом. На территории МЕР можно встретить промежуточный тип покрывки ПК4, состоящий из карбонатов с повышенной радиоактивностью и небольших глинистых прослоев.

Наблюдается относительно равномерное распространение покрывки типа ПК3 практически по всей изучаемой территории, что связано с геологическими особенностями того времени. Существенную роль в увеличения глинистой составляющей могли сыграть приливно-отливные процессы, способствующие распространению пелитовых фракции источником которых уже были западные районы Русской плиты.

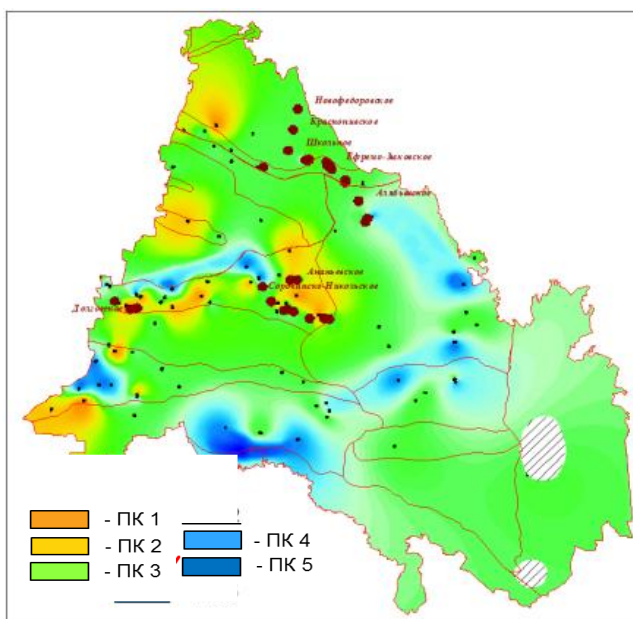
Чисто карбонатные покрывки (ПК 1,2) встречаются фрагментарно, наибольший по площади район фиксируется в центральной части Бобровско-Покровского вала (р-н Новомедведкинского, Красногвардейского, Моргуновского и Воробьевского месторождений). В этом же районе отмечается высокая неоднородность покрывки, что вызвано, вероятно, подповерхностным карстом и постседиментационными процессами. Отмечается нарушение монолитности покрывки в районах Кристального, Ибряевского и Султангулово-Заглядинского месторождений, что ухудшает экранирующие свойства. Монолитная покрывка отслеживается в субширотном направлении от Соль-Илецкого свода до территории МЕР, захватывая при этом восточную часть БПВ, что благоприятно отразилось на нефтеносности пласта Зл2 этого района.

В целом покрывка ПК Зл2 при сохранении толщины выше критичной и отсутствия нарушения монолитности можно считать достаточно надежной. Отложения перспективные для поиска новых залежей.

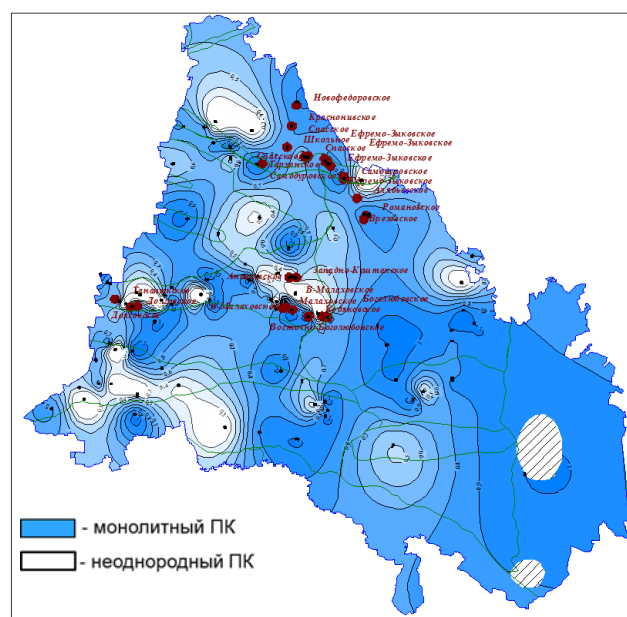
Картирование ПКЗл1

Флюидоупором для отложений верхней части заволжского надгоризонта служат плотные известняки, сформировавшиеся в мелководных условиях сублиторали со спокойной придонной гидродинамикой. Значительную часть территории области занимает покрывка, которая по своим характеристикам отнесена к 3 типу. Флюидоупоры 4 типа преимущественно встречаются в пределах Рубежинского прогиба, занимают часть Павловской седловины и восточные районы ВОСП.

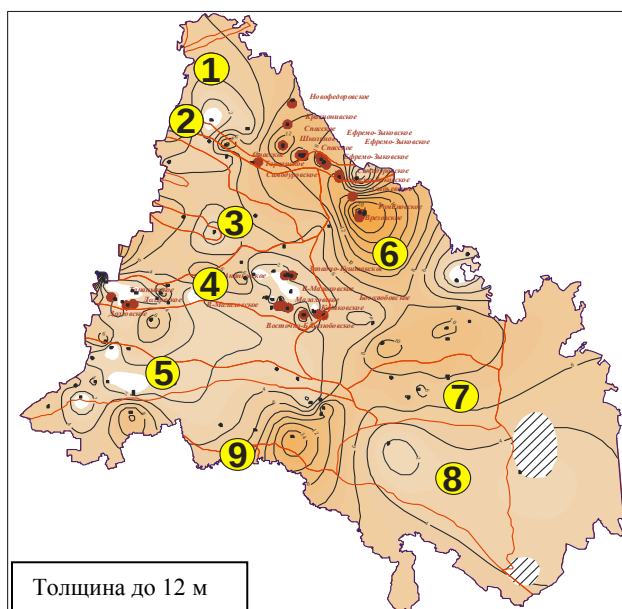
Чистая карбонатная пачка плотных известняков ПК Зл1 занимает значительную территорию Бобровско-Покровского вала (Рис. 4). Неоднозначная ситуация создалась в восточной части данного элемента. Наличие продуктивных пластов доказано на таких месторождениях, как Боголюбовское, Кодяковское, Ананьевское, Зап-Куштакское, Восточно-Малаховское, Малаховское. Как правило, залежи незначительных размеров и с небольшими запасами. Они контролируются покрывками третьего типа (ПКЗ), исключения касаются Ананьевского и Зап-Куштакского месторождений, где покрывка представлена 1 и 2 типами. Важной особенностью данного района является присутствие низкого качества покрывки на территории Сорочинско-Никольского, Лугового и Баклановского месторождений. Согласно седиментологическому анализу на этой части территории пачка пород полностью замещается разномерными отмельными рудстоунами-грестунами [7], которые, по сути, являются коллекторами. Это подтверждается результатами интерпретации ГИС, где покрывка в этой части весьма неоднородного качества. Залежи нефти на Сорочинско-Никольском месторождении в верхней части заволжского надгоризонта доказаны только в нижней части пласта Зл1; они контролируются локальными покрывками и имеют крайне ограниченное распространение по площади.



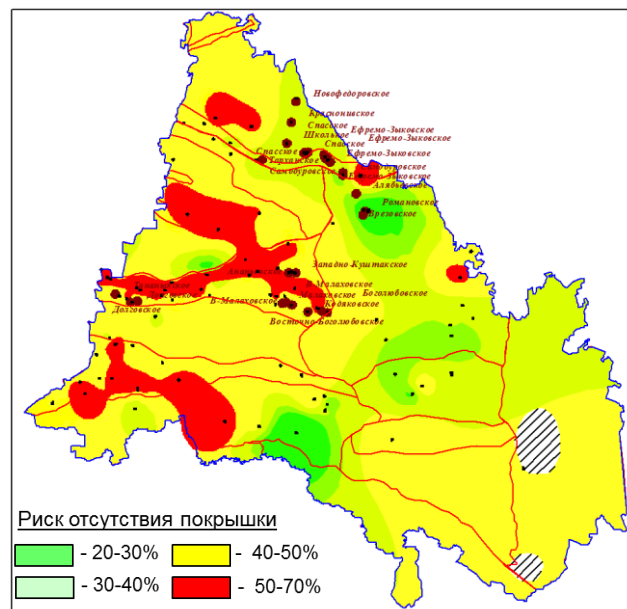
Карта распространение типов ПК



Карта монолитности Км



Карта толщины НВП



Карта рисков покрышки

Условные обозначения:

▨ - зона отсутствия пласта ● - залежи на ГБ

— - границы структурно-тектонических элементов

Основные структурно-тектонические элементы:

- 1 - ЮТС (Южно-Татарский свод)
- 2 - БКВ (Большекинский вал)
- 3 - МЕР (Муханово-Ероховский прогиб)
- 4 - Бобровско-Поровский вал
- 5 - КЧСД (Камелик-Чеганская система дислокации)
- 6 - ВОСП (Вост.-Оренбургское валообразное поднятие)
- 7 - ПС (Павловская седловина)
- 8 - Соль-Илецкий свод
- 9 - Булатовско-Кошинский вал

Рис.4. Определение качества покрышки ПК Зл1 (кровля фамена - низы малевского горизонта)

Значительная территория Оренбургской области на границе девона и карбона перекрыта достаточно надежным флюидоупором. Толщина покрышки от 2-х м и более может способствовать формированию ловушки и промышленному скоплению нефти. Максимальная толщина до 18 м ПКЗл1 отмечается на ВОСП, в районе Врезовско-Родниковского участка.

Развитие коллекторов на изучаемой территории характеризуется изменчивостью, как по толщине, так и по свойствам. Значительные толщины коллекторов фиксируются в зоне БПВ, что обусловлено формированием рифового барьерного комплекса [8]. В этой же части отмечаются улучшенные коллекторские свойства, однако, перспективы невысокие по причине отсутствия надежных покрышек. По геофизическим данным над верхнефаменскими локальными поднятиями толщина плотных перемычек может достигать от 6 м и выше, что вполне может быть надежной перемычкой. Однако, именно высокоамплитудные структуры сыграли отрицательную роль в формировании покрышек. В апикальных частях поднятий величина горизонтальных напряжений максимальна, это привело к образованию трещин вертикальной и субвертикальной направленности. Причем система трещиноватости может охватывать несколько горизонтов, объединяя в одну гидродинамическую систему верхнефаменские и турнейские отложения. По этой же причине нижнетурнейские отложения на БПВ не везде продуктивны. [9] На карте рисков северную часть БПВ отнесли к рискованным. В центральной части МЕР сочетание таких параметров, как нарушение монолитности, незначительной толщины покрышки и низкое качество коллекторов позволили отнести район также к рискованным.

Следует отметить, что по результатам интерпретации ГИС значительная территория широтного простирания, которая охватила Соль-Илецкий свод, Рубежинский прогиб и КЧСД характеризуется низкопроницаемыми коллекторами пласта Зл1.

Согласно проведенному анализу значительная территория области отнесена к среднему риску. Лучшие флюидоупорные свойства отмечаются в восточной части ЮТС и ВОСП, здесь же отмечается наибольшая встречаемость и концентрация залежей нефти. Если рассматривать регион в целом, то отложения верхней части заволжского надгоризонта можно отнести к перспективным, особенно это касается ЮТС, БКВ, ВОСП и частично БПВ.

Заключение

Исследование флюидоупоров карбонатной толщи верхнего девона показывает, что этот важный элемент резервуара нуждается в более углубленном и комплексном изучении на современном уровне.

На текущей стадии изученности франско-фаменских флюидоупоров можно констатировать, что прослеживаются определенные закономерности в их литологическом строении, которые зачастую зависят от палеорельефа бассейна седиментации и условий формирования осадков.

Большое влияние на формирование экранирующих свойств пород оказали эвстатические колебания ОУМ. В целом, более качественными характеристиками обладают флюидоупоры, сформировавшиеся на этапах трансгрессивных максимумов.

На этапах высокого стояния ОУМ и следующих за ними эвстатическими снижениями плотные интервалы разреза, оказывающиеся близко к поверхности субаэральной экспозиции, могли подвергаться воздействию карста и нарушению их монолитности. В первую очередь эти изменения происходили в породах мелководной барьерной зоны МЕП и особенно интенсивно на рубеже среднего и позднего фамена, фаменского и турнейского веков.

Исходя из анализа развития покрышек и распространения залежей в верхнедевонской карбонатной толще, можно сделать вывод, что в фамене

наиболее качественные флюидоупоры связаны с заволжским надгоризонтом, а в разрезе верхнего франа – с пограничными трансгрессивными отложениями задонского горизонта фамена.

Список литературы

1. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Лузина Л.А., Чикина Н.Н., Габдрахманова К.А., Миропольцев К.Ф., Максимова И.А. «Геологические особенности флюидоупоров в разрезе карбонатной толщи фаменского яруса Оренбургской области» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2018. № 7. С.27-36.
2. Ханин А.А., Абдурахманов К.А. Характеристика экранирующей способности глинистых пород // Изучение и использование глин. Мат-лы X пленума Всес. Комиссии по изучению и использованию глин. Тез. Докл. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1973. С.19-20.
3. Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т., Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре (Методическое руководство). М.: М-во природ. Ресурсов РФ, М-во энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002. 84 с.
4. Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Астафьев Е.В., Вилесов А.П. Разработка комплекса критериев для оценки качества флюидоупоров в отложениях фаменско-турнейской карбонатной толщи Оренбургской области на основе данных керна и ГИС. // ЕАГО, Геомодель – 2017. С. .
5. Никитин Ю.И., Щеглов В.Б., Чикина Н.Н. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба, Оренбургская область // Недра Поволжья и Прикаспия, 2011. Вып. 68. С. 3-5.
6. Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Корягин Н.Н., Нефтеносные верхнефранские рифы – новое направление геолого-разведочных работ в Оренбургской области Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2018. № 5. С.4-11.
7. Вилесов А.П. Модель седиментации карбонатной толщи фаменского яруса Бобровско-Покровского вала (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2017. № 6. С. 4-12.
8. Никитин Ю.И., Е.В. Астафьев, Ахтямова И.Р., Шакирова Г.В., Широковских О.А. Поиск и изучение зон нефтенакопления, контролируемых рифами, на основе применения комплекса региональных критериев // Нефтяное хозяйство, 2017. № 9. С. 64-69.
9. Шакиров В.А., Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Дерюшев Д.Е., Миропольцев К.Ф. Новое направление поисков залежей нефти на Бобровско-Покровском валу // Нефтяное хозяйство, 2016. № 12. С.90-94.

Сведения об авторах

Шакиров Владислав Алимович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: vashakirov@tnnc.rosneft.ru

Мирополец Константин Федорович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: kfmirapoltssev@tnnc.rosneft.ru

Вилесов Александр Петрович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
Российская федерация
E-mail: apvilesov@tnnc.rosneft.ru

Максимова Ирина Александровна, ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Российская
федерация
E-mail: MaksimovaIA@samnipineft.ru

Соболев Виктор Игоревич, АО «Оренбургнефть», г. Оренбург, Российская федерация
E-mail: MaksimovaIA@samnipineft.ru

Authors

Shakirov V.A., Tyumensky Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center),
Tyumen, Russian Federation
E-mail: vashakirov@tnnc.rosneft.ru

Mirapoltssev K.F., Tyumensky Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research
Center), Tyumen, Russian Federation
E-mail: kfmirapoltssev@tnnc.rosneft.ru

Vilesov A.P., Tyumensky Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center),
Tyumen, Russian Federation
E-mail: apvilesov@tnnc.rosneft.ru

Maksimova I.A., SamaraNIPIneft, Samara, Russian Federation
E-mail: MaksimovaIA@samnipineft.ru

Sobolev V.I., AO Orenburgneft, Orenburg, Russian Federation
E-mail: MaksimovaIA@samnipineft.ru

Шакиров Владислав Алимович
625002, Российская Федерация
г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1
Тел.: 8(3452) 529-035
E-mail: vashakirov@tnnc.rosneft.ru