

## Изучение изменения кажущегося электрического сопротивления по вертикали в пластах-коллекторах нефтяных залежей турнейского яруса

С.В. Сидоров, З.М. Ризванова\*, А.А. Леонтьев, Н.Г. Нурғалиева, С.П. Новикова  
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

В статье предложена методика экспресс-оценки определения положения водонефтяного контакта (ВНК), установления границ зоны окисленной нефти, переходной зоны, зоны предельного и снижающегося сопротивления на залежах нефти турнейского возраста нижнего карбона на одном из месторождений Республики Татарстан. В качестве исходных данных использованы значения удельного электрического сопротивления (УЭС) эффективных пропластков из каталога геолого-геофизических данных, определённые по кривым индукционного каротажа. В ходе анализа использованы данные результатов интерпретации геофизических исследований двухсот с лишним скважин. Рассмотрено изменение электрических свойств залежей по вертикали, используя средние значения УЭС эффективных пропластков, осреднённых по всем скважинам. Выявлено, что по значениям УЭС в карбонатных массивных залежах турнейского возраста по вертикали возможно выделение различных зон нефтенасыщения. Сделан вывод о том, что начальная нефтенасыщенность растёт от ВНК вверх не экспоненциально, как в функции Леверетта, а линейно в каждой зоне.

**Ключевые слова:** водонефтяной контакт, переходная зона, удельное электрическое сопротивление, индукционный каротаж, турнейский ярус, нефтеносные карбонатные отложения

**Для цитирования:** Сидоров С.В., Ризванова З.М., Леонтьев А.А., Нурғалиева Н.Г., Новикова С.П. (2023). Изучение изменения кажущегося электрического сопротивления по вертикали в пластах-коллекторах нефтяных залежей турнейского яруса. *Георесурсы*, 25(4), с. 128–137. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.11>

### Введение

Определение положения водонефтяного контакта (ВНК), границ зоны окисленной нефти, переходной зоны и зоны предельного нефтенасыщения является важной геолого-промысловой задачей при изучении геологического строения и планировании разработки массивных залежей нефти.

Исследователи отмечают (Литвин и др., 2009), что выработка запасов нефти в переходных зонах происходит в 1,5–2,0 раза медленнее по сравнению с зонами предельного нефтенасыщения. В переходных зонах часто наблюдается опережающее обводнение продукции добывающих скважин. Следовательно, наличие переходных зон должно учитываться при обосновании коэффициентов извлечения нефти (КИН) для более достоверного учёта начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ). Неполная информация о переходных зонах может осложнять выработку запасов нефти залежи.

Исследования по определению коэффициента светопоглощения нефтей (Ишкаев, Габдуллин, 1998) показывают, что с приближением к ВНК нефть становится всё более окисленной из-за химической активности подошвенных вод. Исследование керн из прослоев коллекторов нижней части переходной зоны подтверждает, что в этой зоне

развита битуминизация, в связи с чем в коллекторах наблюдается снижение эффективной пористости более чем в 2 раза и проницаемости более чем в десятки раз. Зона битуминизации является естественным экраном между нефтяными и водоносными частями залежи, который может препятствовать прорыву подошвенных вод. Наличие изолирующего слоя в подошве залежи также сказывается на системе разработки, т.к. снижает энергетические возможности подошвенной воды при разработке на естественном режиме (Матяшов и др., 2004).

Недостаток информации может привести к тому, что зона окисленной нефти разрушится в ходе разработки продуктивных объектов. При этом запускается процесс преждевременного заводнения залежей нефти. Поэтому установлению границ зон окисленной нефти необходимо уделять повышенное внимание.

Установление начального положения ВНК на массивной карбонатной залежи нефти при интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) является сложной задачей. Особенно, если у ВНК опробование не проводилось или было некачественным.

В настоящей статье изучается изменение удельного электрического сопротивления (УЭС) эффективных прослоев по вертикали в залежах турнейского возраста на одном из месторождений Республики Татарстан. Месторождение нефти расположено в северной части западного склона Южно-Татарского свода.

На значения УЭС коллекторов интерпретатор материалов ГИС влияет наименьшим образом, а погрешности определения значений УЭС по кривым индукционного

\* Ответственный автор: Зилья Марселевна Ризванова  
e-mail: [zilya.rizvanova@mail.ru](mailto:zilya.rizvanova@mail.ru)

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

каротажа (ИК) сглаживаются при осреднении массива сопротивлений.

В большинстве случаев (Lian et al., 2016; Гималтдинова и др., 2011; Антипин, Белкина, 2016) для распределения нефтенасыщенности в трёхмерных геологических моделях (ГМ) применяют J-функцию Леверетта (Leverett, 1941), которая вычисляется с использованием данных капилляриметрии на образцах керн. Также существуют модели Брукса – Кори (Brooks, Corey, 1964), Тиксье (Дахнов, 1985), Кожевникова Д.А., Коваленко К.В. (Кожевников, Коваленко, 2011; Кожевников и др., 2013), все они также основаны на данных измерений капиллярного давления на образцах керн.

При моделировании начального насыщения в залежах с использованием J-функции переход между зоной предельного насыщения и переходной зоной сглаживается и не выделяется в явном виде, что затрудняет обоснование отметки низа перфорации для получения притоков относительно безводной нефти. Геологической службой на промыслах при определении интервалов перфорации использует оперативные заключения по ГИС. На их основании не всегда можно установить интервал залегания переходной зоны, вследствие чего она может быть вскрыта. В таких случаях скважинная продукция чаще всего быстро обводняется.

Целью настоящего исследования является определение положения ВНК, установление границ зоны окисленной нефти, переходной зоны, зоны предельного и снижающегося УЭС. В работе термин «ВНК» является синонимом термина «зеркало свободной воды» («ЗСВ»).

### Сведения о месторождении

Рассматриваемое месторождение нефти разделено на два участка: на первом участке эксплуатируются четыре залежи, на втором – две залежи (рис. 1). Залежи сложены карбонатными породами. Тип залежей – массивный. Залежи разбурены вертикальными и наклонно-направленными скважинами. В районах поднятий пробурено

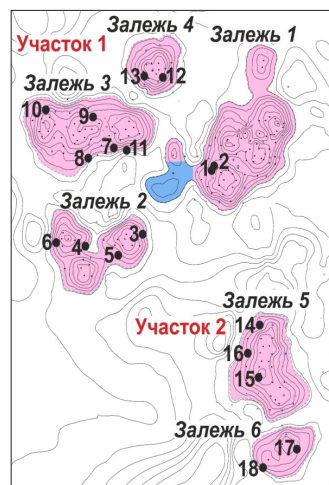


Рис. 1. Обзорная схема расположения турнейских залежей: • – скважины, в которых проведено опробование пластов на наиболее низких отметках

более 200 скважин, некоторые из которых попали в контурную зону.

### Методика

В ходе исследования использовались результаты интерпретации материалов ГИС (РИГИС), полученные с помощью программного продукта «Гиснейро» (Validov et al., 2017; Validov et al., 2021) и представленные в виде каталога геолого-геофизических данных (ГГД) (табл. 1). Предметом исследования является обозначенная светло-серым цветом колонка кажущегося УЭС, определённого по каждому эффективному прослою по кривой ИК. Скважины, в которых не проводился ИК, в исследовании не участвовали.

На первом этапе в каталог ГГД добавлялась колонка, обозначенная тёмно-серым цветом, в которой рассчитывалась абсолютная отметка середины эффективного пропластка (табл. 1).

Границы эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивных отложений нижнего карбона													
№ скв, год	Альт., м	Глуб., м	Удл., м	Индекс пласта	Глубина, м		Абс.отм, м			Толщина, м			Геофиз. парам. RpI_ик, Омм
					кровли	подошвы	кровли	подошвы	середина	Но, м	Нн, м	Нв, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1024	205,2	1130	48,62	C1t	1159,8	1185,0	-905,2	-929,9		24,7	11,5	3,7	
2006				Скз-1	1159,8	1179,2	-905,2	-924,1		18,9	11,5	0	
					1161,4	1164,3	-906,8	-909,6	-908,2	2,8	2,8	0	30,3
					1164,9	1165,5	-910,2	-910,8	-910,5	0,6	0,6	0	24,0
					1166,9	1168,6	-912,1	-913,8	-913,0	1,7	1,7	0	40,8
					1169,2	1170,2	-914,4	-915,4	-914,9	1,0	1,0	0	31,1
					1171,1	1172,1	-916,2	-917,2	-916,7	1,0	1,0	0	23,8
					1172,1	1173,2	-917,2	-918,3	-917,8	1,1	1,1	0	21,7
					1174	1175,1	-919,1	-920,1	-919,6	1,0	1,0	0	20,7
					1176,8	1177,7	-921,8	-922,7	-922,3	0,9	0,9	0	18,2
					1177,7	1179,2	-922,7	-924,1	-923,4	1,4	1,4	0	14,2
					1179,8	1180,4	-924,7	-925,3	-925,0	0,6	0	0,6	11,2
					1181,4	1182,0	-926,3	-926,9	-926,6	0,6	0	0,6	9,9
					1182,5	1185,0	-927,4	-929,9	-928,7	2,5	0	2,5	9,7

Табл. 1. Фрагмент каталога геолого-геофизических данных, отредактированный авторами

### Результаты работы

Прежде чем устанавливать положение ВНК, рассмотрим изменение электрических свойств залежей по вертикали, используя средние значения УЭС эффективных пропластков, осреднённых по всем скважинам. На рис. 2 приведено сопоставление по УЭС залежей на участках 1 и 2. Согласно представленному графическому материалу, можно отметить, что УЭС залежей на участках 1 и 2 отличаются друг от друга. На участке 1 залежи имеют примерно одинаковое распределение средних значений УЭС по разрезу. Все они характеризуются наличием переходной зоны выше ВНК, зоной предельного УЭС в средней части залежи и зоной снижающегося УЭС в верхней части залежи. В отличие от залежей участка 1, залежь 6 участка 2 характеризуется узкой зоной снижающегося УЭС, а вместо зоны предельного УЭС в залежах 5 и 6 есть зона растущего УЭС. Предполагаемый уровень ВНК в залежи 5 расположен примерно на 20 м выше, чем в залежах участка 1. Распределение значений УЭС в нижней части залежи 6 неясное из-за того, что скважины не вскрыли водоносные пласты.

Далее рассматривается обоснование положения ВНК отдельно по каждой залежи.

#### Залежь 1

На рис. 3а показано изменение кажущегося УЭС в эффективных пропластках по высоте вскрытого разреза турнейских отложений по 81 скважине. Вероятное

положение начального ВНК залежи, судя по сниженным значениям УЭС пропластков, отмечается около абсолютных отметок (а.о.) от –937,0 до –947,0 м, но, поскольку значения кажущегося УЭС «размазаны» в довольно широком диапазоне, точное положение ВНК в этом случае определить затруднительно.

Определившись с областью интереса, задаём переменный шаг осреднения по высоте: 5,0 м до а.о. –937,0 м; 1,0 м в интервале а.о. от –937,0 до –947,0 м (для более точного установления положения ВНК); 5,0 м ниже а.о. –947,0 м. На рис. 3б показаны осреднённые значения УЭС пропластков.

Выше а.о. –915,0 м отмечается зона высокого УЭС (55–75 Ом), что говорит о предельном нефтенасыщении эффективных прослоев и позволяет предположить, что выше этой отметки возможно получение долговременных притоков безводной нефти. Верхние три точки отклоняются от высокоомной зоны в низкоомную – это зона снижающегося УЭС. Эта зона, расположенная выше абсолютной отметки –887,5 м, по мнению авторов, связана с особенностями пустотного пространства карбонатов.

В интервале а.о. от –915,0 до –941,6 м отмечается переходная зона залежи – среднее УЭС снижается приблизительно с 63 Ом до 10 Ом. Высота переходной зоны составляет около 27,0 м. В этой зоне возможно быстрое обводнение скважинной продукции.

Ниже а.о. –941,6 м в водоносных пластах среднее значение УЭС изменяется от 13 Ом до 6 Ом. Возможное

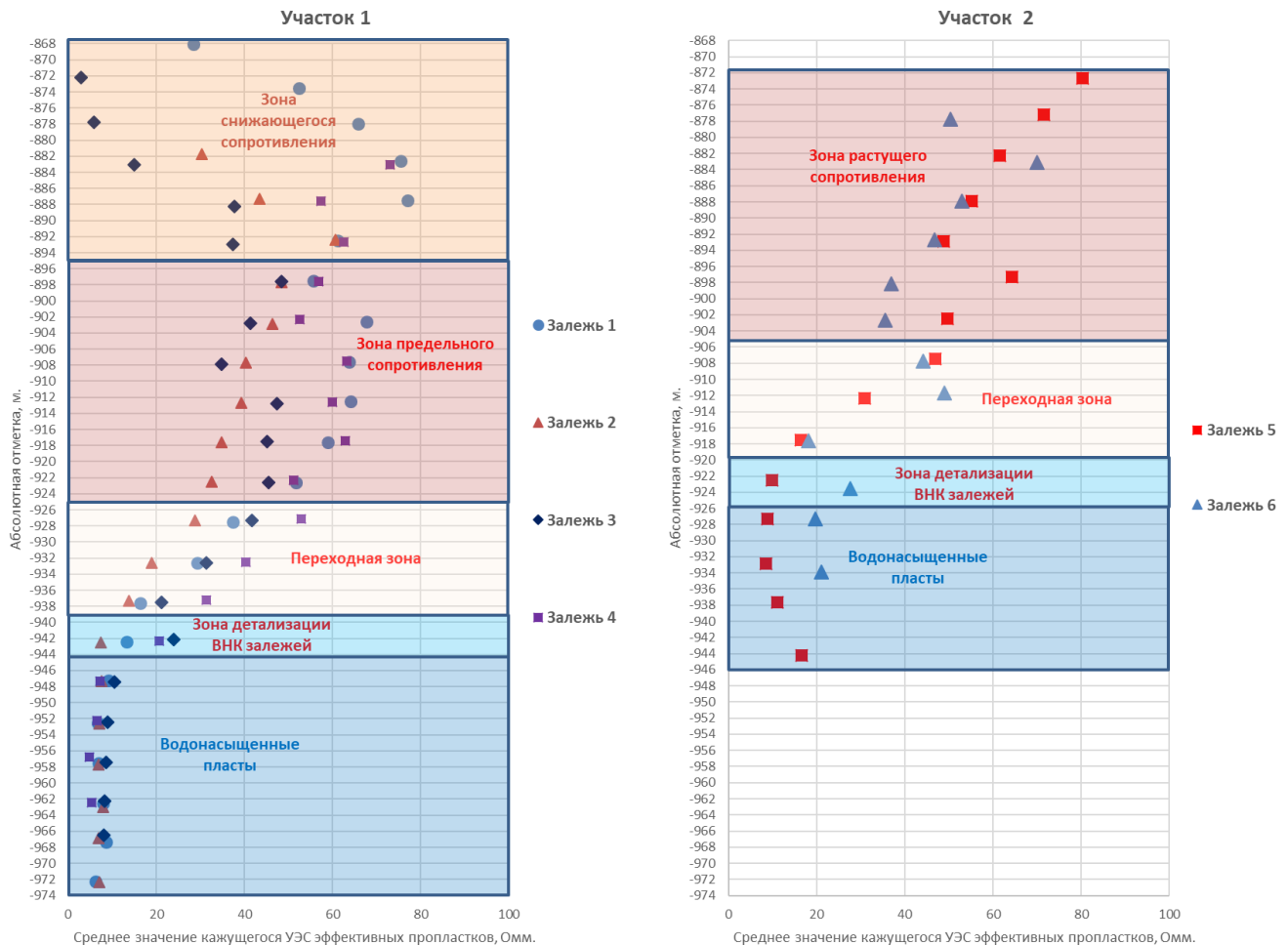


Рис. 2. Электрическая характеристика залежей по вертикали по кажущимся средним значениям УЭС (турнейский ярус, все залежи, все скважины)

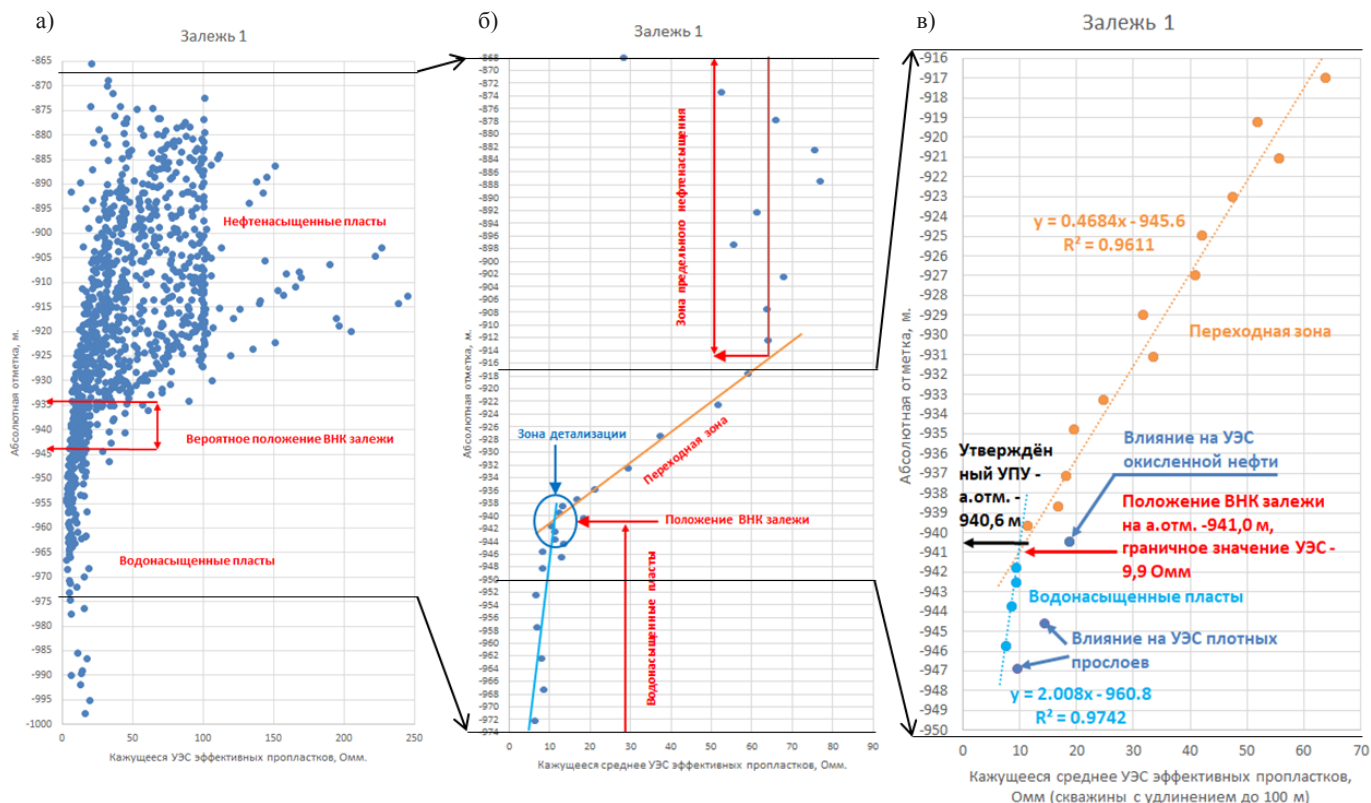


Рис. 3. Изменение кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 1, турнейский ярус), УПУ – условный подсчетный уровень

положение ВНК в залежи отмечается на а.о. –941,0 м, однако положение ВНК может колебаться около этой отметки.

Для более точного установления начального положения ВНК использовалась выборка по 36 скважинам с удлинением до 100 м. Переменный шаг осреднения по вертикали составил: 2,0 м – в интервале а.о. от –916,0 м до –938,0 м; 1,0 м – в интервале а.о. от –938,0 до –947,0 м (табл. 2). На рис. 3в показаны осреднённые значения УЭС пропластков. На а.о. –940,4 м отмечается повышенное значение УЭС, равное 18,8 Омм, сопоставимое с влиянием

на УЭС оторочки из окисленной нефти, залегающей в подшве залежи.

В интервале а.о. от –916,0 м до –941,0 м отмечается переходная зона залежи – среднее УЭС снижается приблизительно от 63,8 Омм до 11,4 Омм. Ниже а.о. –941,0 м в водоносных пластах среднее значение УЭС изменяется от 14,3 Омм до 7,6 Омм.

При пересечении линейных графиков распределения УЭС переходной и водоносной зон  $H_{a.o.} = 0,4684 \cdot U_{ЭС} - 945,6$  и  $H_{a.o.} = 2,008 \cdot U_{ЭС} - 960,8$  начальное положение

Диапазон изменения абс. отм., м		Шаг выборки, м	Число значений, ед.	Среднее значение		Примечание
верх	низ			абс. отм., м	УЭС, Омм	
-916,0	-918,0	2	16	-917,0	63,8	Переходная зона нефтяной залежи
-918,0	-920,0	2	20	-919,2	51,9	
-920,0	-922,0	2	16	-921,0	55,6	
-922,0	-924,0	2	17	-923,0	47,4	
-924,0	-926,0	2	21	-924,9	42,1	
-926,0	-928,0	2	17	-926,9	40,9	
-928,0	-930,0	2	19	-929,0	31,8	
-930,0	-932,0	2	18	-931,1	33,5	
-932,0	-934,0	2	8	-933,3	24,7	
-934,0	-936,0	2	13	-934,8	19,6	
-936,0	-938,0	2	12	-937,1	18,2	
-938,0	-939,0	1	5	-938,7	16,7	
-939,0	-940,0	1	5	-939,6	11,4	
-940,0	-941,0	1	6	-940,4	18,8*	Окисленная нефть
-941,0	-942,0	1	2	-941,8	9,4	Водонасыщенные пласты
-942,0	-943,0	1	5	-942,5	9,3	
-943,0	-944,0	1	4	-943,7	8,5	
-944,0	-945,0	1	5	-944,6	14,3**	
-945,0	-946,0	1	5	-945,7	7,6	
-946,0	-947,0	1	3	-946,8	9,5**	

Табл. 2. Исходная таблица для построения диаграммы, представленной на рис. 3в (пример). \* – влияние на УЭС окисленной нефти; \*\* – влияние на УЭС уплотных прослоев

ВНК залежи отмечается на а.о.  $-941,0$  м, граничное значение УЭС, разделяющее нефтенасыщенные и водоносные пропластки, составляет  $9,9$  Омм.

Результаты исследования изменения УЭС сопоставлены с данными по добыче, т.к. с а.о.  $-941,0$  м опробование пласта не проводилось. При подсчёте запасов нефти условный подсчётный уровень (УПУ) залежи принят в скв. № 1 (рис. 1) по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного пласта на а.о.  $-940,6$  м (здесь и далее ссылка на запасы нефти не даётся в связи с конфиденциальностью). В этой же скважине получен начальный приток нефти дебитом  $13,7$  т/сут при положении низа перфорации на а.о.  $-940,1$  м. Кровля водоносного прослоя отмечается в вертикальной скв. № 2 (рис. 1) на а.о.  $-942,7$  м. Таким образом, установленный на а.о.  $-941,0$  м по средним значениям УЭС начальный уровень ВНК находится между низом перфорации (а.о.  $-940,1$  м) и кровлей водоносного пласта по ГИС (а.о.  $-942,7$  м), что позволяет рассматривать а.о.  $-941,0$  м, как наиболее вероятное начальное положение ВНК.

Между водоносными и нефтеносными пропластками выявлена зона повышенных значений УЭС между а.о.  $-941,0$  м и  $-939,6$  м, отождествляемая с зоной окисленной нефти. Не исключено, что эти  $1,4$  м зоны с окисленной нефтью могут являться своеобразным водоупором и могут препятствовать проникновению подошвенных вод в нефтяную залежь. Однако при сильном воздействии на зону окисленной нефти при проведении обработок призабойной зоны (ОПЗ) пластов в скважинах, возможно её разрушение и, как следствие, подъём подошвенных вод по трещинам к перфорациям скважин.

### Залежь 2

На рис. 4 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев с шагом  $5,0$  м по всем скважинам. Результаты достаточно ясны, поэтому детализация не требуется.

Вероятное положение начального ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков  $H_{a.o.} = 0,654 \cdot \text{УЭС} - 945,9$  и  $H_{a.o.} = 23,32 \cdot \text{УЭС} - 1125,7$  на а.о.  $-940,7$  м при граничном значении УЭС  $-8,0$  Омм. Переходная зона залегает между а.о.  $-940,7$  и  $-927,4$  м, её толщина составляет около  $13$  м.

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя в скв. № 3 (рис. 1) на а.о.  $-928,6$  м, что подтверждено опробованием: при положении низа перфорации на а.о.  $-928,0$  м получен приток нефти дебитом  $8,3$  т/сут. Кровля водоносного прослоя отмечается в вертикальной скв. № 4 (рис. 1) на а.о.  $-930,0$  м.

Однако, с а.о. низа перфорации  $-929,3$  м в скв. № 5 (рис. 1) после соляно-кислотной обработки (СКО) (закачено под давлением  $2 \text{ м}^3 \text{ HCl } 12\%$ ) получен приток  $0,06 \text{ м}^3/\text{сут}$  густой нефти и  $3,2 \text{ м}^3/\text{сут}$  пластовой воды плотностью  $1,14 \text{ г}/\text{см}^3$ .

Самая низкая а.о. низа перфорации  $-931,9$  м отмечается в скв. № 6 (рис. 1). После СКО (закачено под давлением  $2 \text{ м}^3 \text{ HCl } 12\%$ ) получен приток  $0,20 \text{ м}^3$  нефти и  $6,3 \text{ м}^3$  воды плотностью  $1,13 \text{ г}/\text{см}^3$ .

Обобщая результаты опробования, следует отметить их противоречивость – почти с одинаковых отметок

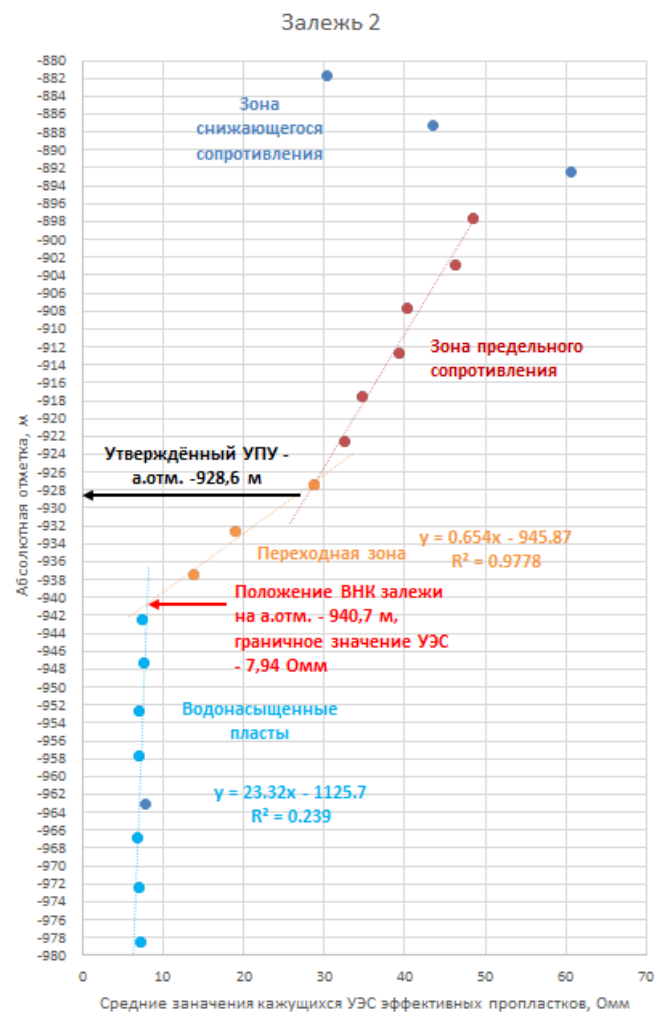


Рис. 4. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 2, турнейский ярус, все скважины)

получены притоки как нефти, так и воды. Сомнительным в данном случае является способ применения СКО под давлением в переходной зоне, т.к. это может приводить к разрушению перемычки из окисленной нефти (как в скв. №№ 5, 6 (рис. 1)) в подошве залежи и обводнению скважин по системе трещин, ранее занятых окисленной нефтью.

Учитывая близкое расположение залежей 1 и 2, вероятно, что они имеют единое начальное положение ВНК в районе а.о. от  $-940,7$  до  $-941,0$  м и могут являться единой залежью.

### Залежь 3

На рис. 5 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев с шагом  $5,0$  м по всем скважинам. Результаты достаточно ясны, поэтому детализация не требуется.

Вероятное положение начального ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков  $H_{a.o.} = 0,4971 \cdot \text{УЭС} - 948,1$  и  $H_{a.o.} = 17,234 \cdot \text{УЭС} - 1105,2$  на а.о.  $-943,4$  м при граничном значении УЭС  $-9,4$  Омм. Переходная зона залегает между отметками  $-943,4$  м и  $-926,0$  м, её толщина составляет около  $17$  м.

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного пласта на а.о.  $-936,1$  м в скв. № 7 (рис. 1). По данным опробования

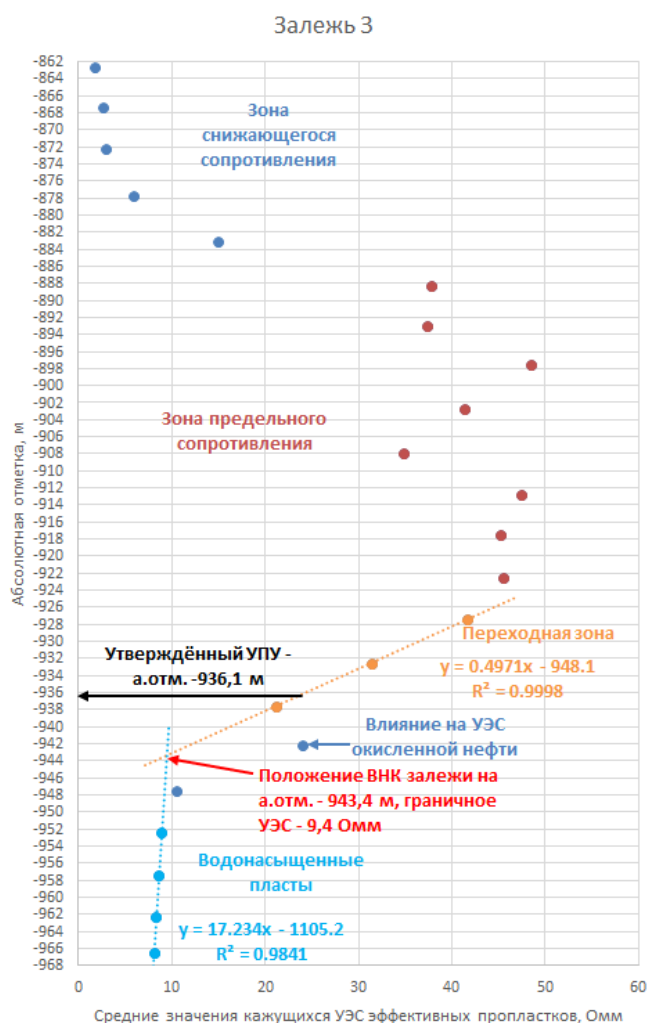


Рис. 5. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 3, турнейский ярус, все скважины)

в этой скважине при положении низа перфорации на а.о. –935,2 м получена вода с плёнкой нефти.

Однако результаты освоения эксплуатационных скважин говорят о том, что положение ВНК может быть глубже. В скв. №№ 8, 9 (рис. 1) безводная нефть при компрессировании получена при нижней а.о. перфорации –937,7 м, а в скв. № 10 (рис. 1) – а.о. –941,4 м. Приток чистой воды в скв. № 11 (рис. 1) получен из интервала перфорации 1262,4–1265,6 м (а.о. от –942,9 до –946,1 м).

Полученные результаты опробования, освоения и эксплуатации указывают на то, что вероятное положение ВНК может находиться около а.о. –943,4 м, определённой по изменению наклона линейных графиков средних значений УЭС эффективных пропластков.

#### Залежь 4

На рис. 6 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев с переменным шагом 5,0 м и 2,0 м по всем скважинам. Переход на шаг в 2,0 м обусловлен необходимостью детализации поведения УЭС в районе предполагаемого положения ВНК.

Вероятное начальное положение ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков  $H_{a.o.} = 0,4036 \cdot \text{УЭС} - 949,8$  и  $H_{a.o.} = 3,5483 \cdot \text{УЭС} - 975,6$  на а.о. –946,5 м при граничном значении УЭС – 8,2 Ом. Переходная

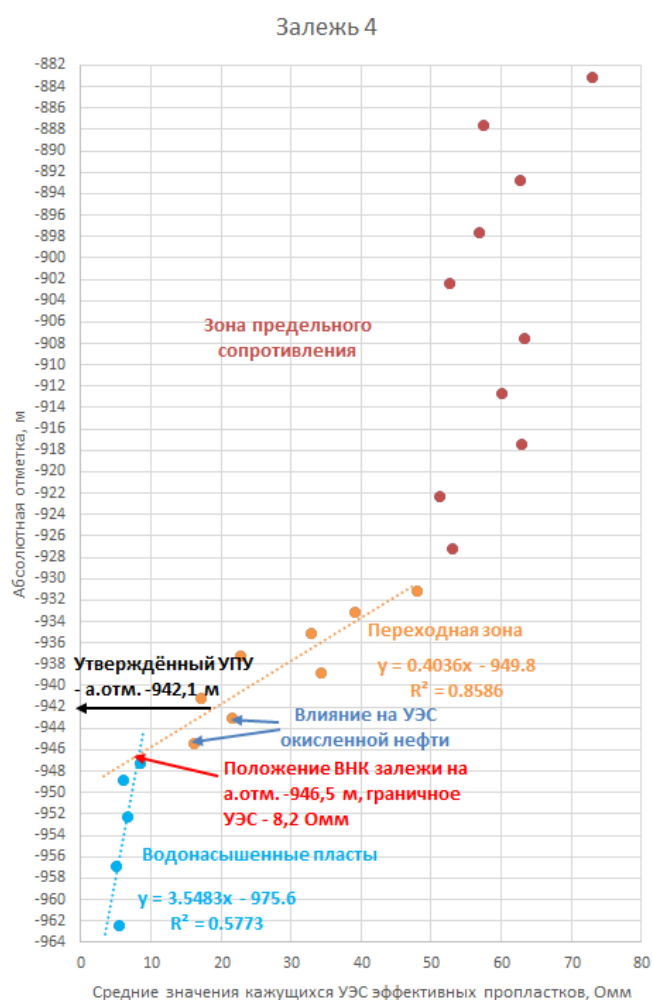


Рис. 6. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 4, турнейский ярус, все скважины)

зона залегаёт между а.о. –946,5 м и –930,0 м, её толщина составляет около 16 м.

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного пласта на а.о. –942,1 м в скв. № 12 (рис. 1). По данным опробования компрессированием при положении низа перфорации на а.о. –942,1 м получен приток нефти дебитом 12,96 т/сут.

При опробовании в скв. № 13 (рис. 1) из интервала перфорации 1152,0–1156,0 м (а.о. от –941,8 до –945,5 м) при компрессировании получен приток нефти и воды дебитом 3,4 т/сут и 1,4 м³/сут соответственно.

Таким образом, предполагаемая отметка ВНК –946,5 м, определённая по поведению УЭС, на практике подтверждается результатами опробования в скв. № 13 (рис. 1).

#### Залежь 5

На рис. 7 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев по вертикали с шагом 5 м по всем скважинам.

Вероятное положение начального ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков  $H_{a.o.} = 0,4237 \cdot \text{УЭС} - 925,1$  и  $H_{a.o.} = 6,5216 \cdot \text{УЭС} - 986,9$  на а.о. –920,8 м при граничном значении УЭС – 10,1 Ом. Переходная зона залегаёт между отметками –920,8 и –896,0 м, её толщина составляет около 26 м.

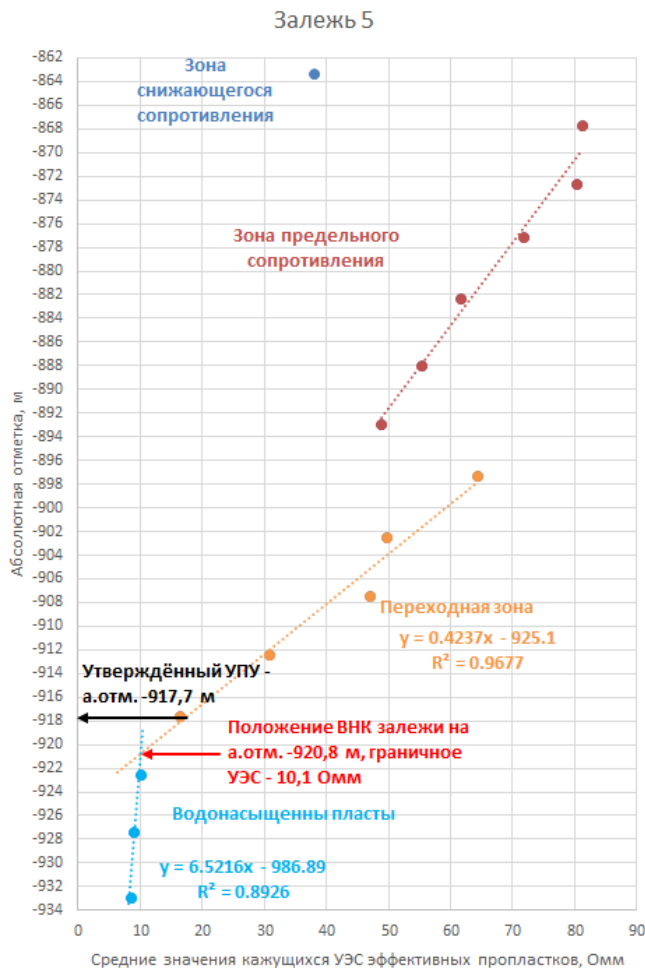


Рис. 7. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 5, турнейский ярус, все скважины)

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя на а.о. -917,7 м в скв. № 14 (рис. 1). После опробования при положении низа перфорации на а.о. -914,6 м, получен дебит нефти 5,5 т/сут.

В скв. № 15 (рис. 1) из интервала перфорации 1059,0–1063,0 м (а.о. от -911,6 до -915,6 м) при компрессировании получен приток воды дебитом 3,8 м³/сут.

В скв. № 16 (рис. 1) из интервала перфорации 1346,0–1350,0 м (а.о. -916,8 до -919,9 м) после СКО (4 м³ HCl 12%) при свабировании получен приток воды дебитом 3,8 м³/сут.

Исходя из результатов опробования и освоения, можно отметить, что применение СКО внизу переходной зоны, как уже отмечалось выше, приводит к резкому прорыву подошвенной воды. Это, в конечном итоге, не позволяет определить начальное положение ВНК. Из-за этого остаются неясными продуктивная характеристика переходной зоны и положение ВНК. Таким образом, предполагаемое начальное положение ВНК на а.о. -920,8 м, определённое по поведению УЭС эффективных прослоев, вполне может соответствовать действительности.

**Залежь 6**

Наиболее интересное обоснование положения ВНК относится к залежи 6. На залежи пробурено всего 8 скважин,

из которых 4 не вскрыли переходную зону, а остальные 4 скважины не вскрыли водоносные пласты.

На рис. 8 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев по вертикали с шагом 5,0 м по всем скважинам. Т.к. результаты определения начального положения ВНК по УЭС из-за неполноты данных неоднозначны, то рассмотрено два варианта.

В первом варианте при пересечении графика  $H_{a.o.} = 0,1916 \cdot U_{ЭС} - 921,1$  с линией граничного УЭС, равного 10,1 Ом (по аналогии с залежью 5) предполагаемое положение ВНК отмечается на а.о. -919,1 м.

Во втором варианте при пересечении графика  $H_{a.o.} = 0,6448 \cdot U_{ЭС} - 943$  с линией граничного УЭС, равного 10,1 Ом (по аналогии с залежью 5) предполагаемое положение ВНК отмечается на а.о. -936,5 м.

Вероятнее всего, второй вариант является более правдоподобным, т.к. средние значения УЭС в переходной зоне № 2 выше значений УЭС водоносных пластов. Если сравнивать распределение значений УЭС залежи 6 относительно залежи 5. Распределения УЭС по вертикали по форме очень похожи, что и позволяет их сравнивать. В залежи 5 верхняя точка зоны предельного насыщения находится на а.о. -867,7 м, а в залежи 6 – на а.о. -883,1 м, разница составляет 15,4 м. На залежи 5 верхняя точка

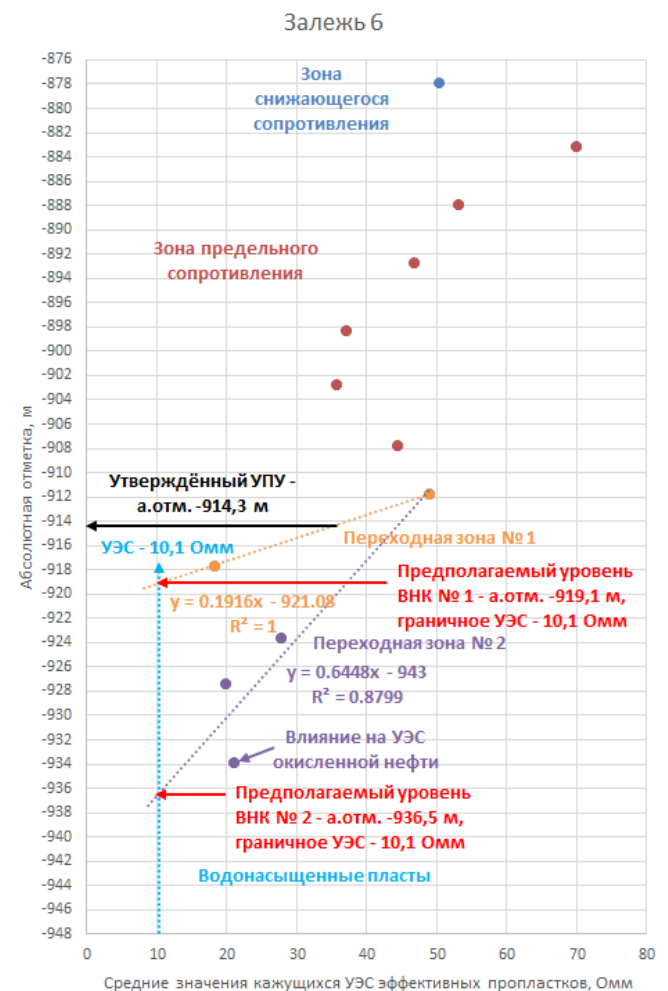


Рис. 8. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 6, турнейский ярус, все скважины)

переходной зоны находится на а.о.  $-897,3$  м, в залежи 6 – на  $-911,7$  м, разница составляет  $14,4$  м. Таким образом, смещение значений УЭС залежи 6 относительно залежи 5 составляет около  $15$  м. Убавив  $15$  м из значения а.о.  $-897,3$  м, соответствующего верхней точке переходной зоны, получим значение предполагаемого положения ВНК на а.о.  $-935,8$  м. Это близко к положению ВНК  $-936,5$  м, полученному во втором варианте при использовании графика  $H_{a.o.} = 0,6448 \cdot УЭС - 943$ .

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя на а.о.  $-914,2$  м в скв. № 17 (рис. 1).

Самая низкая отметка низа перфорации  $-910,7$  м, с которой получен приток безводной нефти, отмечается в скв. № 18 (рис. 1). Ниже этой отметки опробование не проводилось, поэтому судить о насыщении ниже отметки  $-910,7$  м проблематично. Чтобы дать ответ на этот вопрос, рекомендуется провести опробование на более низких отметках.

Обобщая всё сказанное по залежи 6, можно предположить, что вероятнее всего начальное положение ВНК находится на отметке  $-936,5$  м (второй вариант). Поскольку залежи 5 и 6 находятся рядом, то значительное различие отметок ВНК может говорить либо об узком прогибе, либо о разломе между ними. Уточнить положение ВНК можно при бурении новых глубоких скважин, либо при углублении существующих.

Зоны предельного насыщения (зоны растущего УЭС) на залежах 5 и 6 имеют конфигурацию УЭС, схожую с распределением УЭС переходных зон. Данная особенность может быть связана с тем, что залежи могли испытывать поднятие в процессе формирования. В результате в залежах «запечатлелись» старая (верхняя) и новая (нижняя) переходные зоны, что вероятно накладывает свои особенности при их разработке. Таким образом, по форме зон предельного сопротивления можно предполагать воздействие тектонического фактора на процесс формирования залежей нефти.

В табл. 3 представлено сравнение значений УПУ (по данным ГКЗ) и положений ВНК (полученные авторами) по залежам.

Как видно из представленной таблицы, разница между УПУ и положением ВНК по залежам колеблется от  $0,4$  м до  $22,2$  м. Авторы связывают это с низкой изученностью переходных зон из-за некачественного опробования, а также с высокой вероятностью получения обводненной нефти или воды при освоении этих зон.

№ залежи	УПУ, м	ВНК, м	Разница, м	УЭС гр, Ом	Примечание
1	-940,6	-941,0	0,4	9,9	Возможно объединение залежей
2	-928,9	-940,7	11,8	8,0	
3	-936,1	-943,4	7,3	9,4	-
4	-942,0	-946,5	4,5	8,2	-
5	-917,7	-920,8	3,1	10,1	Возможен разлом или узкий прогиб между залежами
6	-914,3	-936,5	22,2	10,1*	

Табл. 3. Сравнение значений УПУ с положением ВНК. \* – значение принято по залежи 5

## Заключение

Проанализированы данные УЭС ИК по более чем двумстам скважинам, пробуренным на нефтяные залежи турнейского возраста одного из месторождений Республики Татарстан. На месторождении выявлено 6 залежей нефти с разными уровнями УПУ. По поведению значений УЭС спрогнозированы начальные положения ВНК. При изучении распределения средних значений УЭС по разрезу выявлены следующие особенности строения залежей нефти (снизу вверх): наличие зоны окисленной нефти, переходной зоны, зоны предельного УЭС и зоны снижающегося УЭС. Зона снижающегося УЭС в верхней части залежей, по мнению авторов, связана с особенностями пустотного пространства коллекторов. Значения граничного УЭС, разделяющие водоносные и нефтеносные пропластки на исследуемом месторождении, составляют  $8-10$  Ом.

Проанализированы расхождения значений УПУ, утверждённых ГКЗ, и положений ВНК, полученные в результате анализа осреднённых данных УЭС ИК. Все значения УПУ расположены выше прогнозируемых отметок ВНК и приурочены к переходным зонам. Значения УПУ варьируют в пределах а.о.  $-914,3$  м (залежь 6) –  $940,6$  м (залежь 1), положения ВНК варьируют от а.о.  $-920,8$  м (залежь 5) до а.о.  $-946,5$  м (залежь 4). Обоснование УПУ в карбонатах при подсчёте запасов нефти зачастую зависит не от реального положения ВНК, а от результатов опробования или освоения пластов – чем они неопределённые, тем выше УПУ.

В результате проделанной работы сделаны следующие выводы по характеристике распределения нефтенасыщенности и по возможным геологическим особенностям месторождения.

1. В целом начальная нефтенасыщенность в залежи (как функция кажущего УЭС эффективных прослоев) вверх от начального положения ВНК растёт не экспоненциально, как в функции Леверетта, а линейно в каждой зоне.

2. По результатам анализа распределения УЭС по вертикали между залежами 5 и 6 возможно наличие разлома или узкого прогиба. Смещение между начальными уровнями ВНК составляет около  $15$  м.

3. По форме зон предельного УЭС можно предполагать воздействие тектонического фактора на процесс формирования залежей нефти.

Данную методику можно применять как экспресс-метод для определения положения ВНК, установления границ зон окисленной нефти и переходных зон. Изучение переходных зон и зон битуминизации необходимо для корректной геометризации, подсчёта запасов и создания оптимальных систем разработки залежей нефти турнейского возраста.

В геологической модели в интервалах залегания окисленной нефти, переходной зоны, зон предельного и снижающегося сопротивления необходимо отдельно моделировать нефтенасыщенность по полученным трендам.

При опробовании пластов в переходной зоне рекомендуется применять наиболее щадящие методы вскрытия и воздействия на пласт для сохранения целостности зоны окисленной нефти, так как эта зона является водоупором и может препятствовать преждевременному обводнению продукции.



**Финансирование**

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

**Литература**

- Антипин Я.О., Белкина В.А. (2016). Моделирование нефтенасыщенности залежей в полимиктовых коллекторах с использованием J-функции Леверетта. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, (2), с. 51–57.
- Гималтдинова А.Ф., Калмыков Г.А., Топунова Г.Г. (2011). Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта. *Вестн. Моск. ун-та. сер. 4. Геология*, (4), с. 71–74.
- Дахнов В.Н. (1985). Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. Москва: Недра, с. 310.
- Ишкаев Р.К., Габдуллин Р.Г. (1998). Новые способы вторичного вскрытия пластов и конструкций забоев скважин. Тюмень: Вектор-Бук, с. 212.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В. (2011). Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М: Изд. центр РГУ нефти и газа, с. 219.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Дешененков И.С., Петров А.Н. (2013). Моделирование насыщения в переходной зоне коллекторов в концепции эффективного порового пространства. *Теоретические технологии поисков и разведки нефти и газа*, (4), с. 51–56.
- Литвин В.В., Сарваров А.Р., Владимиров И.В., Хальзов А.А. (2009). Особенности разработки контактных водонефтяных пластов при наличии переходных зон. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (2), с. 52–56.
- Матяшов С.В., Зотиков В.И., Слизовский В.А., Спасибко В.Д., Спасибко А.В. (2004). Изоляция нефтяных залежей в процессе постседиментационных изменений. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, (5), с. 27–30.
- Brooks R.H., Corey A.T. (1964). Hydraulic properties of porous media. *Colorado State University Hydrology*, (3), pp. 5–19.
- Leverett M.C. (1941). Capillary behavior in porous solids. *Petrol. Transactions. AIME*, pp. 152–169. <https://doi.org/10.2118/941152-G>
- Lian P.Q., Tan X.Q., Ma C.Y., Feng R.Q., Gao H.M. (2016). Saturation modeling in a carbonate reservoir, using capillary pressure-based saturation height function: a case study of the SvK reservoir in the Y Field. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, (6), pp. 73–84. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0159-9>
- Validov M.F., Ismagilov A.R., Voloskov D.S., Magdeev M.S., Nazarov A.A. (2017). Development of the Approach for Automatic Well Logging Interpretation for Big Number of Wells with the Use

of Machine Learning. *Conference Proceedings, Geomodel 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702257>

Validov M.F., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Murtazin T.A., Golod K.A., Galimova A.R., Shamsiev R.R., Lutfullin A.A., Amerhanov M.I., Aslyamov N.A. (2021). The Use of Neural Network Technologies in Prediction the Reservoir Properties of Unconsolidated Reservoir Rocks of Shallow Bitumen Deposits. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. <https://doi.org/10.2118/207004-MS>

**Сведения об авторах**

*Сергей Владимирович Сидоров* – научный сотрудник, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

*Зиля Марселевна Ризванова* – инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

*Алексей Александрович Леонтьев* – ведущий инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

*Нурия Гавазовна Нургулиева* – профессор, доктор геол.-минерал. наук, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

*Светлана Петровна Новикова* – научный сотрудник научный сотрудник, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 13.08.2023;

Принята к публикации 27.11.2023; Опубликовано 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Study of vertical electrical resistance changes in reservoir beds of Tournaisian oil deposits

*S.V. Sidorov, Z.M. Rizvanova\*, A.A. Leontyev, N.G. Nourgalieva, S.P. Novikova*

*Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation*

\*Corresponding author: Zilya M. Rizvanova, e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

**Abstract.** The article proposes a method for rapid assessment of the initial position of oil-water contacts, oxidized oil zones, transition zones, zones of high and decreasing resistance in the Lower Carboniferous Tournaisian oil deposits at one of the oilfields of the Republic of Tatarstan. As initial data, the values of electrical resistivity of effective interlayers from the catalog of geological and geophysical data, determined from induction logging curves, were used. Well log data for more than 200 wells drilled in elevation areas were used in analysis. The change in the electrical

properties of deposits vertically is considered using the average resistivity values of effective interlayers averaged over all wells. Conclusions are based on the results of the done work: according to the resistivity values in massive carbonate deposits of the Tournaisian age, it is possible to distinguish various zones of oil saturation along the vertical; initial oil saturation does not grow exponentially, as in the Leverett function, but linearly in each zone.

**Keywords:** oil-water contact, transition zone, electrical resistivity, induction logging, Tournaisian, oil-bearing carbonate deposits

## Acknowledgements

The work was carried out with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under the agreement 075-15-2022-299 within the framework of the program of creation and development of NCMU “Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet”.

**Recommended citation:** Sidorov S.V., Rizvanova Z.M., Leontyev A.A., Nourgalieva N.G., Novikova S.P. (2023). Study of vertical electrical resistance changes in reservoir beds of Tournaisian oil deposits. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 128–137. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.11>

## References

- Antipin Ya.O., Belkina V.A. (2016). Modeling oil saturation of deposits in polymictic reservoirs using the Leverett J-function. *Territoriya “NEFTEGAZ”*, (2), pp. 51–57. (In Russ.)
- Brooks R.H., Corey A.T. (1964). Hydraulic properties of porous media. *Colorado State University Hydrology*, (3), pp. 5–19.
- Dakhnov V.N. (1985). Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 310 p. (In Russ.)
- Gimaltdinova A.F., Kalmykov G.A., Topunova G.G. (2011). Estimation of oil saturation using the Leverett method. *Vestn. Mosk. un-ta. ser. 4. Geologiya = Bulletin of Moscow University. series 4. Geology*, (4), pp. 71–74. (In Russ.)
- Ishkaev R.K., Gabdullin R.G. (1998). New methods of secondary opening of formations and well bottom structures. Tyumen: Vektor-Buk, 212 p. (In Russ.)
- Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. (2011). Study of oil and gas reservoirs based on the results of adaptive interpretation of geophysical well surveys. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 219 p. (In Russ.)
- Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V., Deshenenkov I.S., Petrov A.N. (2013). Modeling of saturation in the transition zone of reservoirs in the concept of effective pore space. *Theoretical technologies for prospecting and exploration of oil and gas*, (4), pp. 51–56. (In Russ.)
- Leverett M.C. (1941). Capillary behavior in porous solids. *Petrol. Transactions. AIME*, pp. 152–169. <https://doi.org/10.2118/941152-G>
- Lian P.Q., Tan X.Q., Ma C.Y., Feng R.Q., Gao H.M. (2016). Saturation modeling in a carbonate reservoir, using capillary pressure-based saturation height function: a case study of the SvK reservoir in the Y Field. *J. Petrol Explor Prod Technol*, (6), pp. 73–84. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0159-9>
- Litvin V.V., Sarvarov A.R., Vladimirov I.V., Khal'zov A.A. (2009). Features of the development of contact water-oil reservoirs in the presence of transition zones. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas field*, (2), pp. 52–56. (In Russ.)
- Matyashov S.V., Zotikov V.I., Slizovskii V.A., Spasibko V.D., Spasibko A.V. (2004). Isolation of oil deposits in the process of post-sedimentation changes. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, (5), pp. 27–30. (In Russ.)

Validov M.F., Ismagilov A.R., Voloskov D.S., Magdeev M.S., Nazarov A.A. (2017). Development of the Approach for Automatic Well Logging Interpretation for Big Number of Wells with the Use of Machine Learning. *Conference Proceedings, Geomodel 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702257>

Validov M.F., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Murtazin T.A., Golod K.A., Galimova A.R., Shamsiev R.R., Lutfullin A.A., Amerhanov M.I., Aslyamov N.A. (2021). The Use of Neural Network Technologies in Prediction the Reservoir Properties of Unconsolidated Reservoir Rocks of Shallow Bitumen Deposits. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. <https://doi.org/10.2118/207004-MS>

## About the Authors

*Sergey V. Sidorov* – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Zilya M. Rizvanova* – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation  
e-mail: [zilya.rizvanova@mail.ru](mailto:zilya.rizvanova@mail.ru)

*Alexey A. Leontyev* – Lead Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Nuriya G. Nourgalieva* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Svetlana P. Novikova* – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 13 August 2023;

Accepted 27 November 2023;

Published 30 December 2023