DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-47-57
УДК 622.276

В.Е. Андреев (Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация; Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Р.Р. Хузин** (ООО «Благодаров-Ойл», г. Альметьевск, Российская Федерация), **Г.С. Дубинский** (Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация; Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация),
Д.А. Салихов (ООО «Благодаров-Ойл», г. Альметьевск, Российская Федерация)

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПРОПЛАСТКОВ И УВЕЛИЧЕНИЕ ПРИТОКА ФЛЮИДА ИЗ ПЛАСТА

Vadim E. Andreev (Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation; Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation),
Rinat R. Khuzin (Blagodarov-Oil, LLC, Almeteyevsk, Russian Federation),
Gennadiy S. Dubinskiy (Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation; Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation),
Dinar A. Salikhov (Blagodarov-Oil, LLC, Almeteyevsk, Russian Federation)

REGULATION OF PRODUCTIVE LAYERS AND INCREASE THE INFLOW OF FLUID FROM THE RESERVOIR

Введение

С каждым годом мировая структура углеводородных запасов прирастает запасами, приуроченными к месторождениям, содержащим трудноизвлекаемые запасы, эта тенденция наблюдается и в Российской Федерации. Значительная доля в структуре углеводородных запасов приходится на малые месторождения с высоковязкой нефтью, приуроченные к карбонатным отложениям, сложнопостроенные.

Background

Every year the global structure of hydrocarbon reserves grows in reserves, confined to fields containing hard-to-recover reserves, this trend is also observed in Russian Federation. A significant share in the hydrocarbon reserves structure accounts for small fields with high-viscosity oil, confined to carbonate sediments, complex.

Более половины запасов углеводородов в России - это трудноизвлекаемые запасы: высоковязкие нефти, природные битумы, залежи в низкопроницаемых пластах, остаточные запасы, глубокие горизонты, подгазовые зоны, обводненные зоны с остаточной нефтью. На крупных месторождениях достигнуты величины нефтеотдачи, близкие к проектным уровням, при этом извлечение нефти осложняется отложениями асфальтосмолистых веществ, парафинов, солей; выделением сероводорода; выносом песка; высокой степенью неоднородности и низкой проницаемостью коллекторов, содержащих запасы нефти.

Цели и задачи

Исследовать явление внутрипластовых и внутрискважинных перетоков флюидов. С учетом различия условий в этих пропластках предложить способ интенсификации притока флюида из пласта в скважину.

Методы

Аналитические и промысловые исследования, промысловые испытания.

Результаты

Были выполнены расчеты по разработанному алгоритму. Анализ результатов расчёта позволил выявить группы взаимовлияющих пропластков, геометрию разряженной зоны; определить необходимую степень увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. Увеличивая плотность отверстий перфорации напротив какого-либо пропластка можно увеличить приток из него. Выявлено, что глубина скин-зоны важна наравне с увеличением проницаемости. Расчетное количество отверстий перфорации увеличивает проницаемость границы пласт - скважина, но глубина каналов может быть недостаточной по сравнению с требуемым расстоянием, чем, очевидно, и объясняется недостаточный прирост продуктивности скважины.

Заключение

Предлагаемый метод может стать одним из инструментов интенсификации притока флюидов (в том числе нефти и газа) из пласта в скважину и увеличения добычи нефти и газа. Ожидаемый эффект может быть спрогнозирован на основе приведенного алгоритма. При корректном прогнозировании эффекта от мероприятия можно проводить вторичное вскрытие пласта более рационально, поэтому впоследствии ненужными станут некоторые геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин.

More than half of the hydrocarbon reserves in Russia are hard-to-recover reserves: high-viscosity oil, natural bitumen, deposits in low-permeability formations, residual reserves, deep horizons, sub-gas zones, watered zones with residual oil. In large fields, oil production rates close to the design levels were achieved, while oil extraction is complicated by deposits of asphalt-resinous substances, paraffins, salts; hydrogen sulfide release; sand removal; high degree of heterogeneity and low permeability of collectors containing oil reserves.

Aims and Objectives

To investigate the phenomenon of intra-layer and downhole fluid flows. Taking into account the differences in the conditions in these layers, suggest a way to intensify the flow of fluid from the reservoir into the well.

Methods

Analytical and field studies, field tests.

Results

Calculations were performed according to the developed algorithm. Analysis of the calculation results allowed us to identify the groups of inter-affecting interlayers, the geometry of the discharged zone; to determine the necessary degree of increase in permeability of the bottomhole formation zone. By increasing the density of perforation openings opposite to any interlayer, the inflow from it can be increased. It is revealed that the depth of the skin zone is important along with the increase in permeability. The calculated number of perforation holes increases the permeability of the reservoir - well interface, but the depth of the channels may be insufficient compared to the required distance, which obviously explains the insufficient increase in the productivity of the well.

Conclusion

The proposed method can be one of the tools to intensify the in-flow of fluids (including oil and gas) from the reservoir to the well and increase oil and gas production. The expected effect can be predicted on the basis of the reduced algorithm. With a correct prediction of the effect of the event, it is possible to carry out the secondary formation opening more rationally, therefore, subsequently, some geological and technical measures will be unnecessary in the operation of wells.

Ключевые слова: регулирование притока флюидов; интенсификация добычи нефти

Key words: fluid flow control; intensification of oil production

Массивные и пластовые залежи углеводородов в карбонатных коллекторах турнейского, башкирского ярусов и верейского горизонта мелких месторождений Республики Татарстан содержат 42,3 % всех запасов. В фаменских карбонатных отложениях, в которых сосредоточены основные разведанные запасы Тимано-Печорского нефтегазового региона, выделяют семь пластов, породы-коллекторы которых преимущественно сложены водорослевыми известняками, порово-кавернозными, трещиноватыми участками. Разработка таких залежей с применением освоенных методов идет низкими темпами с невысокими технико-экономическими показателями. Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) для них находится в пределах 4-20 %. Продуктивность скважин по окончании достаточно непродолжительного периода времени после начала эксплуатации резко падает. В продуктивном пласте образуются застойные зоны, из которых нефть не поступает в скважины. Эффективность большого количества применяемых геолого-технических мероприятий (ГТМ) в этих пластах или кратковременна, или эти ГТМ неэффективны.

Значительным негативным фактором для продуктивности скважин является взаимное влияние пропластков с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и пластовым давлением.

Сильная неоднородность ФЕС и давления по разрезу пласта, вскрытому скважиной, вызывает перетоки и «задавливание» более продуктивными пропластками с повышенным давлением пропластков с пониженными давлениями и ФЕС, также привносится дополни-

тельный скин-эффект в части пропластков. В целом описываемое явление ведет к уменьшению общей продуктивности скважины, снижению ее дебита по нефти. А так как работоспособная скважина обеспечивает, совместно с другими, проектную величину КИН, то можно говорить о том, что такое негативное взаимовлияние пропластков в добывающих скважинах отрицательно сказывается и на КИН.

Таким образом, существует проблема обеспечения равномерной работы всего продуктивного интервала вскрытого скважиной, что может быть обеспечено регулированием притока из всех вскрытых пропластков с различными ФЕС и давлением, т.е. необходимо оптимизировать приток флюида из пласта так, чтобы взаимовлияние пропластков минимизировалось.

Например, в скважине № 1261 Некрасовского месторождения давление во вскрытых перфорацией пропластках распределяется неравномерно, и депрессионная воронка распространяется в каждом пропластке индивидуально, имея при этом различные размеры (рисунок 1), при этом возникают перетоки флюида как в скважине, так и в пласте.

Пример схемы перетоков приведен на рисунке 2 (схема построена на модельных расчетах).

Для оптимизации фильтрационного тока в призабойной зоне скважины за счет выравнивания профиля притока флюида из пропластков и минимизации потерь нефти в пласте от эффекта межпластовых перетоков необходимо все точки пересечения (равновесия) потоков перенести из пласта в ствол скважины.

Рисунок 1. Распределение давления в пропластках скважины № 1261 Некрасовского месторождения

Рисунок 2. Схема внутрипластовых и внутрискважинных перетоков флюида в нижних пропластках, вскрытых в скважине № 1261 Некрасовского месторождения

Одним из способов такого переноса является искусственное создание разряженных зон со сниженным скин-эффектом (разряженных скин-зон) в призабойной зоне пласта (ПЗП) пропластков с ухудшенными ФЕС. Цель таких ГТМ - вызвать сдвиг (распространение) депрессионной воронки в глубь пропластков, чтобы внутри пласта не допускать перераспределения фильтрационных потоков.

Расчёт геометрических и фильтрационных параметров скин-зон выполнялся по следующему алгоритму.

1. *Необходимые исходные данные были получены по данным гидродинамических и лабораторных исследований:*

– время стабилизации режима, пластовое давление на точку замера, давление на начало регистрации кривых восстановления давлений (КВД) в точке замера по методу кривых восстановления (падения) давлений КВД/КПД);

- фактический радиус скважины, коэффициенты пористости, проницаемости по Заклчению ГИС в открытом стволе;
- коэффициент сжимаемости породы по Заклчению широкополосной акустики;
- плотности нефти, воды, минерализация воды, газовый фактор по Заклчению и анализу глубинных проб нефти и воды.

2. *Определение контура питания для каждого пропластка.*

Согласно формуле [1] контур питания равен:

$$R_{кп} = (2.5 * \alpha * t_{\text{стаб}})^{1/2}, \quad (1)$$

где $t_{\text{стаб}}$ - время стабилизации режима, рассчитанное по КВД/КПД;

α - коэффициент пьезопроводности, рассчитанный по формуле [2, 3]:

$$\alpha = \frac{k}{\mu(m * ((1 - K_{\text{обв}}) * \beta_n + K_{\text{обв}} * \beta_v) + \beta_n)}, \quad (2)$$

μ - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях (Па·с),

сжимаемость скелета карбонатного коллектора (1/Па):

$$\beta_{\text{п}} = 0,2546 * 10^{-4} * m^{-0.6822} * 0.03556^m.$$

При отсутствии глубинных проб нефти из исследуемой скважины коэффициент сжимаемости нефти β_n (МПа⁻¹) находят из формулы И.М. Амирхана:

$$\beta_n = \left(\frac{\rho_{\text{н.пов}}}{1,483 * \rho_{\text{н.пов}} - 1,0691} + \frac{1}{0,3482 - 0,00342 * \Gamma} \right) * 10^{-4},$$

где $\rho_{\text{н.пов}}$ - плотность нефти в поверхностных условиях;

Γ - газовый фактор нефти.

Коэффициент сжимаемости воды (1/МПа) определяется по формуле В.Н. Маммуны:

$$\beta_v = 4,75 * 10^{-5} - 7,15 * 10^{-8} * M_c / \rho_v,$$

где M_c (кг/м³) - общая минерализация воды (г/л) при отсутствии анализов проб воды, $M_c = \rho_v - 1$,

ρ_v - плотность воды, г/см³.

3. *Все отбивки кровли и подошвы, точка регистрации КВД/КПД переводятся к вертикальным значениям.*

4. *По плотности жидкости в стволе скважины делается пересчёт пластового и забойного давлений на кровлю продуктивных пропластков.*

5. *Исходя из формулы Дюпюи [4-6] рассчитывается величина $\ln(r_i/r_{\text{скв}})$ и $\text{grad}P$ по этой величине (Па или МПа):*

$$\nabla P = \frac{P_{\text{пл},i} - P_{\text{скв},i}}{\ln(R_{\text{кп},i}/r_{\text{скв},i})},$$

где $P_{\text{пл},i}$ и $P_{\text{скв},i}$ - пластовое давление i -го пропластка и давление на кровлю i -го пропластка соответственно;

$R_{\text{кп},i}$ - контур питания i -го пропластка;

$r_{\text{скв},i}$ - радиус скважины в зоне i -го пропластка.

6. Используя ∇P , строятся теоретические КВД/КПД для каждого выделенного продуктивного пропластка в полулогарифмических координатах $(P/(\ln(t)))$ от $t_0 = 0$ до $t = t_{\text{стаб}}$, представленные в виде прямолинейного графика.

7. По теоретическим КВД/КПД определяется i - уклон графика и A - точка пересечения графика с осью Y (давлений).

8. Анализируется значение A (давление в начале теоретических КВД/КПД). Чем ниже пласт, тем больше должно быть значение давления. В пропластках с низкими значениями ФЕС снижается скорость движения жидкости, поэтому давление на начальной точке меньше, чем у пласта с высокими ФЕС. Согласно закону сообщающихся сосудов жидкость движется из зоны высокого давления в зону низкого. Возникают перетоки через ствол скважины: в гидродинамически несвязанных пластах (между пластами-коллекторами имеется непроницаемая перемычка); в пропластках, имеющих гидродинамическую связь (перемычки нет, но ФЕС отличаются), - перетоки происходят на некотором удалении от стенки скважины (в глубине), где есть гидродинамическая сообщаемость пропластков.

9. Выделяются пропластки-доноры, значение A у которых закономерно повышается.

10. Определяются «паразитные» пропластки (пропластки-акцепторы), зависящие от пропластков-доноров и поглощающие в себя флюид из «донорных» пластов.

11. Продуктивная толща разделяется на «пачки», соответствующие пропласткам-донорам, и зависящим от них пропласткам-акцепторам.

12. В каждой пачке рассчитывается скин-фактор (S) для пропластка-акцептора, который необходимо создать с целью ликвидации торможения потока.

12.1. Определение перепада давления ΔP_s

$$\Delta P_s = P_{\text{оп}} - P_{\text{п}_i},$$

где $P_{\text{оп}}$ - значение A опорного пласта;

$P_{\text{п}_i}$ - значение A_i для каждого зависимого пропластка.

В каждой «пачке» начальное давление приравнивается к опорному пласту-донору.

12.2 Согласно формуле [4-6]:

$$\Delta P_s = 2iS, \quad (3)$$

определяем скин-фактор ($S_{\text{п}_i}$) для каждого пропластка:

$$S_{\text{п}_i} = \frac{\Delta P_{si}}{2i_{\text{оп}}},$$

где ΔP_{si} - разница давлений опорного пласта и i -го пласта-акцептора;

$i_{\text{оп}}$ - наклон теоретической КВД/КПД в полулогарифмических координатах.

13 Расчёт значений коэффициента проницаемости и радиуса необходимой скин-зоны.

Скин-фактор (S) согласно [4-6] равен:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_{\text{скв}}}, \quad (4)$$

где k - коэффициент проницаемости удалённой зоны пласта. В данном случае принимаем это значение равным коэффициенту проницаемости опорного пропластка;

k_s - проницаемость скин-зоны;

r_s - радиус скин-зоны;

$r_{\text{скв}}$ - радиус скважины.

Таким образом, из соотношения $k_{\text{оп}}/k_s$ определяется, во сколько раз необходимо увеличить проницаемость пласта акцептора. Из выражения (4) получаем значение радиуса скин-зоны.

Для скважины № 1261 Некрасовского месторождения после гидродинамических исследований и обработки результатов были построены графики изменения давления, и депрессионная воронка (изменение давления в пласте вокруг скважины в зависимости от расстояния до стенки скважины) переведена в КВД (зависимость давления от времени) (рисунок 3).

Согласно принципу суперпозиции, такие расчёты допустимы для создания теоретических КВД. Были выполнены расчёты в соответствии с приведенным алгоритмом.

При анализе полученных расчётов (таблица 2) выявлены группы взаимовлияющих пропластков (пачки), геометрия разряженной зоны (глубина), во сколько раз необходимо увеличить проницаемость ПЗП.

Таким образом, увеличивая количество отверстий для любого пропластка согласно рассчитанному параметру k/k_s (таблица 3) можно увеличить приток из него.

Было предложено провести перестрел интервалов перфорации для увеличения площади фильтрации на «входе» в скважину из пласта. Это достаточно недорогой и доступный метод уменьшения сопротивления на «входе» в скважину из пласта, позволяющий изменить свойства ближней части ПЗП.

Результаты расчета приведены в таблице 3.

В пропластке № 8 пачки 3 реперфорацию проводить нецелесообразно, так как количество отверстий необходимо увеличить в 42 раза, поэтому было решено перестрел эксплуатационной колонны напротив этого пропластка не проводить.

Скважина № 1261 Некрасовского месторождения является малодебитной. Ее начальный дебит по жидкости, при установившемся режиме, изменялся в пределах 2,4-2,6 м³/сут. В последнее время дебит снизился до 1,5-1,7 м³/сут, уменьшение на 35 % в сравнении с начальным. Расчётный дебит после запланированной реперфорации составил 4,49 м³/сут. После проведения ГТМ дебит скважины по жидкости вырос до 2,2-2,3 м³/сут при одновременно растущем динамическом уровне (рисунок 4).

Контроль показателей работы скважины продолжается.

Очевидно, что глубина скин-зоны также важна, как и увеличение проницаемости ПЗП. Перфорация позволяет при создании расчетного количества отверстий увеличить проницаемость границы скважина - пласт, но не вполне обеспечивает проникновение перфорационных каналов в пласт на заданное (требуемое) расстояние. Этим, очевидно, объясняется недостаточный прирост продуктивности скважины.

Рисунок 3. Теоретические КВД в полулогарифмических координатах для скважины № 1261 Некрасовского месторождения

Таблица 2. Параметры скин-зон перфорированной части продуктивных пластов скважины № 1261 Некрасовского месторождения

№ п/п	Кровля по стволу, м	Подошва по стволу, м	Забойное давление, атм	Пластовое давление, атм	Контур питания, м	A, атм	i	ΔP_s расчёт, атм	Срасчёт	Rспр расчёт, м	k/k _s	r _s , м	Взаимовлияние пластов	Пачки
1	1188,2	1188,8	12,29	79,68	257,71	10,639	4,1482							1
2	1190	1190,6	12,47	79,86	189,92	8,0597	4,3139	2,5793	0,3	0,11	1,898438	0,896406		
3	1191,7	1192,1	12,82	80,21	355,92	13,565	4,0037							2
4	1192,1	1192,4	13,21	80,6	311,49	13,124	4,0542	0,441	0,05	0,09	1,316736	0,759208		
5	1192,4	1193,6	13,63	81,02	307,00	13,406	4,0625	0,159	0,02	0,09	1,355482	0,683956		
6	1194,6	1195,3	14,28	81,67	549,69	18,213	3,8127							3
7	1195,3	1195,9	15	82,39	143,23	8,0102	4,4689	10,2028	1,14	0,26	16,64403	0,696266		
8	1196,8	1198	15,87	83,26	90,42	3,9885	4,7626	14,2245	1,49	0,37	42,81325	0,662836		
9	1198,4	1199,5	16,89	84,28	339,65	17,541	4,0099	0,672	0,08	0,09	2,755719	0,68237		
10	1200,2	1200,7	18,12	85,51	225,14	15,254	4,2212	2,959	0,35	0,12	6,449183	0,686586		4
11	1200,7	1201,9	19,4	86,79	442,81	22,162	3,8831							
12	1201,9	1203,1	20,8	88,19	274,32	19,748	4,1122	2,414	0,29	0,11	2,737893	0,772944		

Таблица 3. Рекомендации по дострелу (перестрелу) продуктивного интервала в скважине № 1261 Некрасовского месторождения

№ п/п	Глубина кровли по стволу, м	Глубина подошвы по стволу, м	Эффективная толщина пропластка, м	№ пачки	Дополнительные перфорационные отверстия (дострел), отверстия
1	1188,2	1188,8	0,6	1	
2	1190,0	1190,6	0,6		2
3	1191,7	1192,1	0,4		
4	1192,1	1192,4	0,3	2	1
5	1192,4	1193,6	1,2		4
6	1194,6	1195,3	0,7	3	
7	1195,3	1195,9	0,6		
8	1196,8	1198,0	1,1		
9	1198,4	1199,5	1,1		12
10	1200,2	1200,7	0,5		14
11	1200,7	1201,9	1,1	4	
12	1201,9	1203,1	1,2		10

Рисунок 4. Динамика дебита и уровня жидкости в скв.1261 Некрасовского месторождения

Выводы

Предложенный алгоритм расчетов и метод выравнивания профиля притока может использоваться в качестве инструмента интенсификации притока нефти и газа из пласта в скважину и, соответственно, увеличения добычи нефти и газа. Предполагаемый прирост дебита можно спрогнозировать с помо-

щью разработанного алгоритма анализа и расчетов.

Корректное прогнозирование эффекта от проектного мероприятия позволит проводить вторичное вскрытие пласта более рационально, что впоследствии позволит сократить количество ГТМ при эксплуатации скважин и затраты.

Список литературы

1. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. М.: ООО «ВНИИОЭНГ», 1999. 227 с.
2. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2001. 736 с.
3. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. М.: Недра, 1979. 168 с.

References

1. Khisamov R.S. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezul'tatov izmerenii* [Hydrodynamic Studies of Wells and Methods of Measurement Results Processing]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1999. 227 p. [in Russian].
2. Shchelkachev V.N., Lapuk B.B. *Podzemnaya gidravlika* [Underground Hydraulics]. Izhevsk, NITs Regul'yarnaya i khaoticheskaya dinamika, 2001. 736 p. [in Russian].

4. Гиматулин Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Альянс, 2005. 311 с.

5. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). М.: МАКС Пресс, 2008. 448 с.

6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. 826 с.

3. Evdokimova V.A., Kochina I.N. *Sbornik zadach po podzemnoi gidravlike* [Collection of Tasks on Underground Hydraulics]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 168 p. [in Russian].

4. Gimatulinov Sh.K. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of Oil and Gas Formation]. Moscow, Al'yans Publ., 2005. 311 p. [in Russian].

5. Mikhailov N.N. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta (fizika neftegazovykh plastovykh sistem)* [Physics of Oil and Gas Reservoir (Physics of Oil and Gas Reservoir Systems)]. Moscow, MAKS Press Publ., 2008. 448 p. [in Russian].

6. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti* [Oil Well Production]. Moscow, «Oil and gas» Gubkin Russian State University of Oil and Gas named I.M. Gubkin, 2007. 826 p. [in Russian].

Авторы

• Андреев Вадим Евгеньевич, д-р техн. наук, профессор

Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Центр исследования реального сектора экономики

Заведующий лабораторией нефтегазовых исследований

Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»

Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

тел. (347) 284-36-95

e-mail: intnm@ya.ru

The Authors

• Andreev Vadim E., Doctor of Engineering Sciences, Professor

Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
of Centre of Real Sector of Economics
Head of Oil and Gas Research Laboratory
129/3, October ave., Ufa, 450075,
Russian Federation

Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas
Field Department

1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation

tel: (347) 284-36-95

e-mail: intnm@ya.ru

• Хузин Ринат Раисович, д-р техн. наук

ООО «Благодаров-Ойл»

Генеральный директор

Российская Федерация, 423450, г. Альметьевск, Агропоселок

тел./факс (8553)374700

e-mail: karbon@tatais.ru

• Khuzin Rinat R., Doctor of Engineering Sciences

Blagodarov-Oil LLC

General Director

Agroposelok, Almetyevsk, 423450,,
Russian Federation

tel: (8553)374700

e-mail: karbon@tatais.ru

• Дубинский Геннадий Семенович, канд. техн. наук, доцент

Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Центр исследования реального сектора экономики

Ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовых исследований

Российская Федерация, 450075, г. Уфа,

• Dubinskiy Gennadiy S., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor

Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Centre of Real Sector of Economics
Leading Researcher of Oil and Gas Research
Laboratory
129/3, October ave., Ufa, 450075,
Russian Federation

пр. Октября, 129/3
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных
и газовых месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 284-36-95
e-mail: intnm-gsd@yandex.ru

Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Geology and Exploration of Oil
and Gas Field Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 284-36-95
e-mail: intnm-gsd@yandex.ru

• Салихов Динар Альбертович
ООО «Благодаров-Ойл»
Главный геолог
Российская Федерация, 423450, г. Альметьевск,
Агропоселок
e-mail: : dinar_salikhov@mail.ru

• Salikhov Dinar A.
Blagodarov-Oil LLC
Chief Geologist
Agroposelok, Almetьевsk, 423450,,
Russian Federation
e-mail: : dinar_salikhov@mail.ru