

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.97-115>

EDN KFNLTR

УДК 622.276.5.001.5

Проблема определения характера насыщения в скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации залежи

^{1,2}Махмутов Б.Т., ^{1,3}Низаев Р.Х., ^{1,2}Федотов М.В., ^{1,2}Хасанов Р.Р.,
²Дехтярев В.А., ²Мусаллямов И.А.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ), Альметьевск, Россия

²Центр технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

Issues in saturation behavior determination in infill-wells

^{1,2}B.T. Makhmutov, ^{1,3}R.Kh. Nizaev, ^{1,2}M.V. Fedotov, ^{1,2}R.R. Khasanov,
²V.A. Dekhtyarev, ²I.A. Musallyamov

¹Almyetevsk State Oil University (AGNI), Almyetevsk, Russia

²Center of Technological Development PJSC Tatneft, Almyetevsk, Russia

E-mail: mahmutov.b@yandex.ru

Аннотация. В процессе разработки месторождений углеводородов уточняются сведения о геологическом строении залежей. В то же время, меняется само состояние залежей в результате выработки запасов. Скважины, пробуренные на второй и последующих стадиях разработки, вскрывают пласты с отличным от начального состояния нефтенасыщением. Учитывая при этом возможную погрешность измерения глубин при больших удлинениях наклонно-направленных эксплуатационных скважин, возникает неопределенность положения абсолютной отметки кровли пласта, что в конечном счете приводит к неопределенности распределения остаточных запасов. При построении геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) на поздней стадии разработки важно определять не только текущую нефтенасыщенную толщину по данным геофизических исследований скважин (ГИС), пробуренных в процессе эксплуатации залежи, но и достоверно восстанавливать начальные нефтенасыщенные толщины.

В данной работе рассматриваются пути уточнения характера насыщения в скважинах, пробуренных после начала влияния разработки, на основе анализа данных

ГИС, промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и анализа геологического строения и разработки на стадиях активного влияния разработки.

Ключевые слова: геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, характер насыщения, обводненный коллектор, кривизна ствола, влияние разработки, вытеснение

Для цитирования: Махмутов Б.Т., Низаев Р.Х., Федотов М.В., Хасанов Р.Р., Дехтярев В.А., Мусаллямов И.А. Проблема определения характера насыщения в скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации залежи // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С.97-115. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.97-115>. - EDN KFNLTR

Abstract. As the oil field development proceeds, more accurate subsurface information is acquired. At the same time, as reserves deplete, the current state of producing reservoirs changes. Wells drilled during the second or further phases of development tap reservoirs with oil saturation different from the initial one.

Considering possible discrepancies in depth measurements of highly deviated production wells, uncertainties in determination of top formation true depths occur, which, in turn, leads to doubts in correct distribution of residual oil reserves.

When creating geomodels or reservoir simulation ones during late stages of field development, it is necessary to not only determine current net pays based on log curves of the infill wells, but also it is vitally important to get back initial net pays to a reliable degree.

This paper discusses ways to re-confirm saturation behavior in wells drilled when production operations had already started and streamlines had already been active in the field. These approaches is based on open-hole and cased-hole logging data analysis, as well as the G&G study and well history analysis of the period of active oil production.

Key words: geological modelling, hydrodynamic modelling, saturation behavior, water-flooded reservoir, wellbore curvature, development impact, displacement

For citation: B.T. Makhmutov, R.Kh. Nizaev, M.V. Fedotov, R.R. Khasanov, V.A. Dekhtyarev, I.A. Musallyamov Problema opredeleniya kharaktera nasyshcheniya v skvazhinah, proburenyh v processe ekspluatatsii zalezhi [Issues in saturation behavior determination in infill-wells] Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 97-115. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.97-115>. EDN KFNLTR (in Russian)

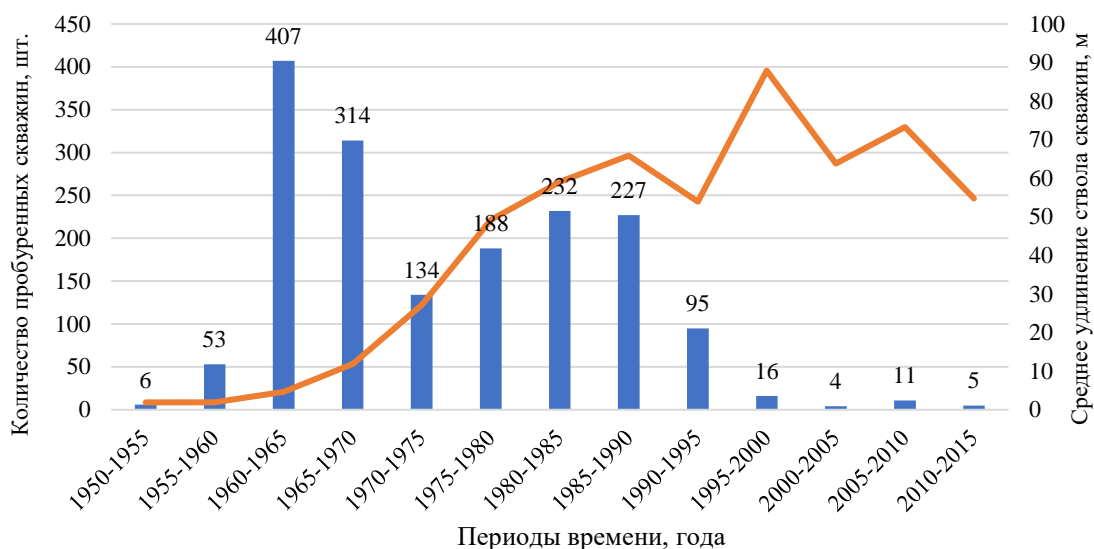
Контроль за разработкой нефтяных залежей осуществляется с целью оценки эффективности принятой системы разработки и получения информации для её регулирования и совершенствования. Главной задачей контроля за разработкой является исследование процесса вытеснения нефти в пласте [1].

На основе информации о продвижении контуров нефтеносности и фронта заводнения оценивается охват залежи вытеснением, принимаются

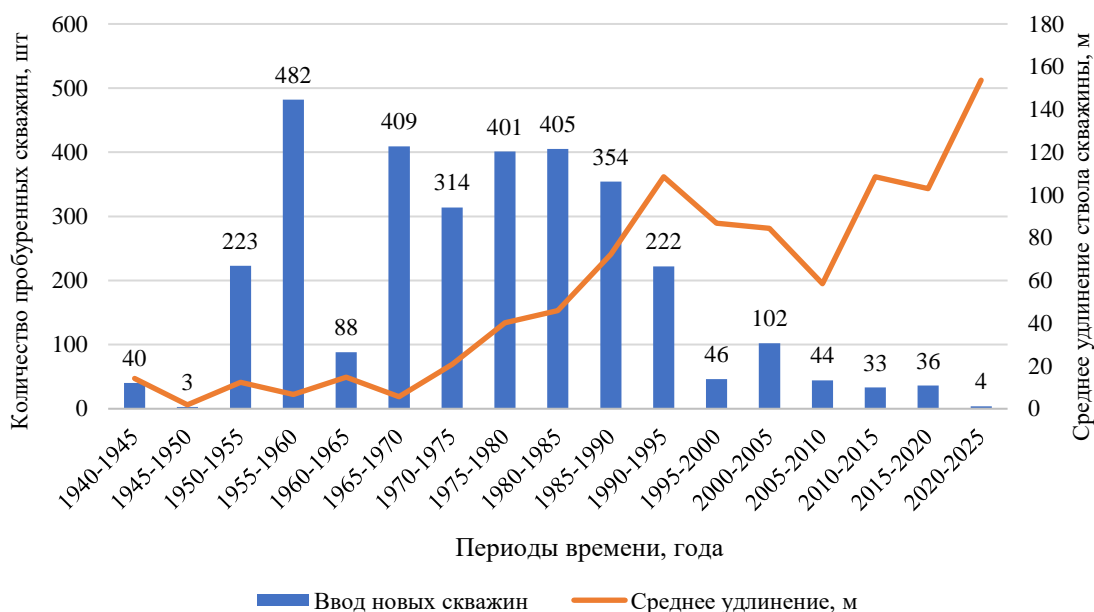
решения о корректировке режимов работы добывающих и нагнетательных скважин, применении методов увеличения нефтеотдачи (например, потокоотклоняющие технологии), бурении дополнительных скважин для довыработки застойных зон пласта [2].

Если имеется значительный фонд дополнительных скважин, пробуренных в процессе эксплуатации залежи, они могут быть использованы в качестве основного источника информации о движении фронта заводнения или контуров нефтеносности [3]. Основным геофизическим методом определения положения ВНК в открытом стволе является электрометрия. Однако по электрометрическим методам достоверно определяется только граница нефтеносной и обводненной части пласта (текущий ВНК). Определение положения начального ВНК (граница обводненной и водоносной части пласта) чаще всего затруднено [4]. При этом именно положение начального ВНК по скважине позволяет уточнить абсолютные отметки кровли пласта для скважин с большим удлинением [5].

На рис. 1 представлена динамика бурения новых скважин и изменения среднего удлинения стволов скважин на отложения пашийского горизонта Ново-Елховской площади Ново-Елховского месторождения и Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Бурение первых рядов эксплуатационных скважин по сетке 700-550 м между скважинами на Ново-Елховской площади осуществлялось период с 1960 по 1970 гг., на Абдрахмановской площади – с 1955 по 1965 гг. Бурение дополнительных уплотняющих рядов скважин происходило с 1970 по 1995 гг. При этом среднее удлинение скважин значительно выросло после 1970 г с менее чем 10 до 70-110 м.



а)

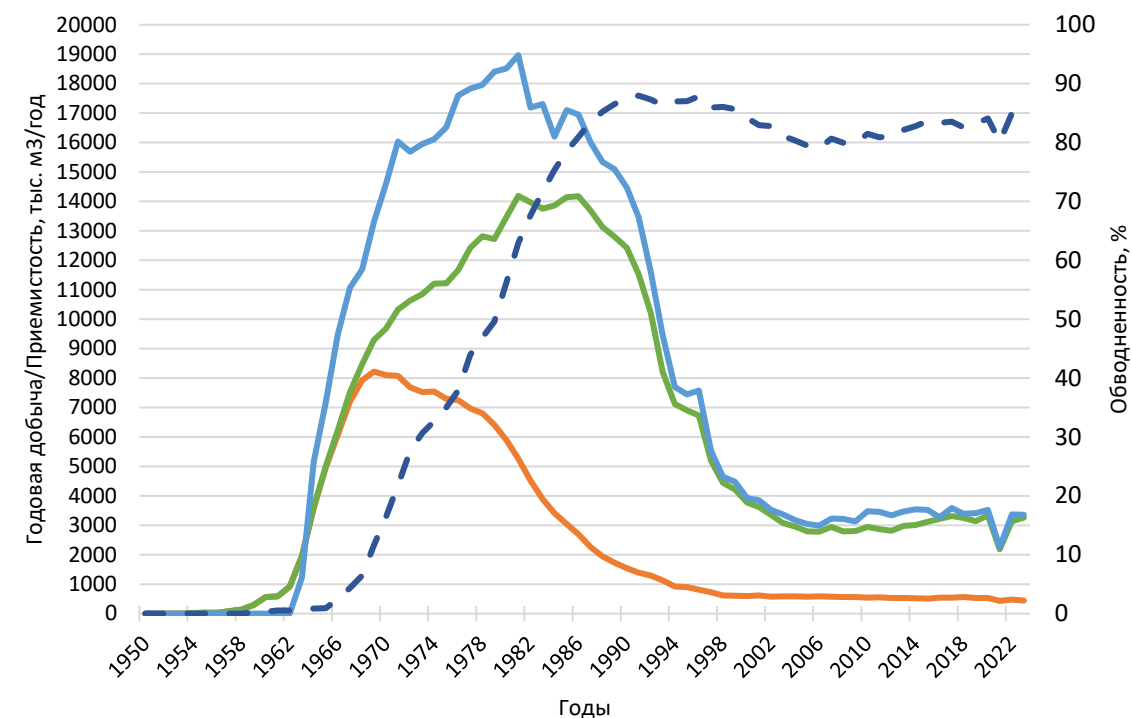


б)

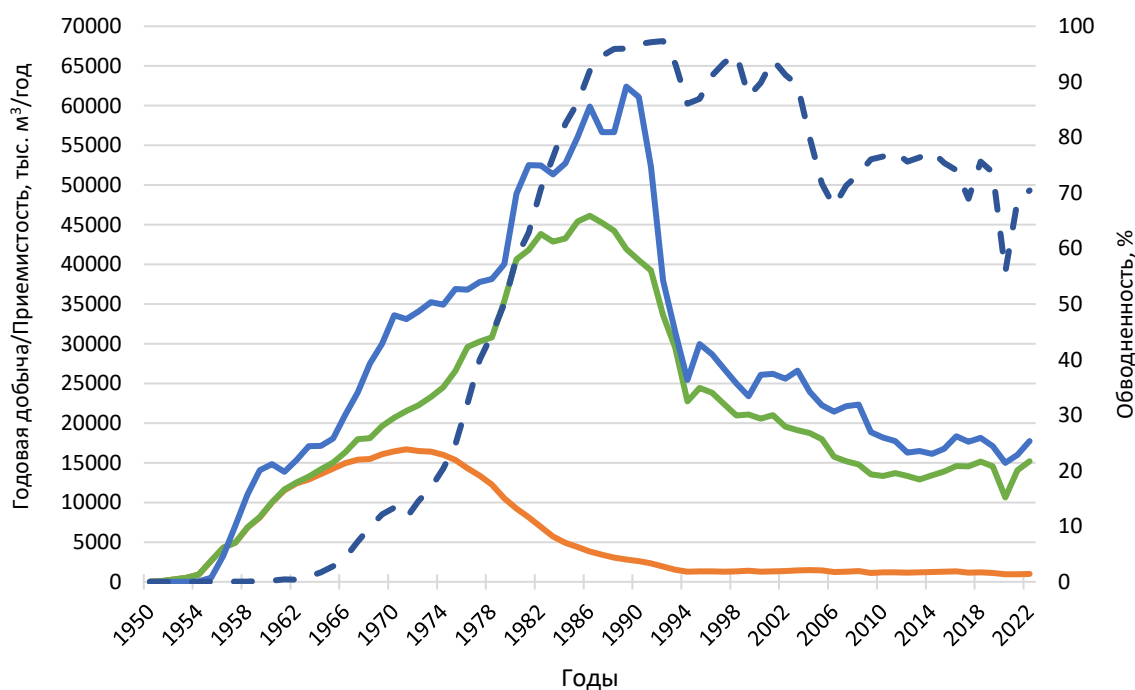
Рис. 1. Динамика бурения новых скважин и изменения средних удлинений стволов скважин на терригенный девон:

а) Ново-Елховская площадь; б) Абдрахмановская площадь

В период с 1967 по 1976 гг. были достигнуты максимальные уровни годовой добычи нефти: более 7 млн. т на Ново-Елховской площади и более 15 млн. т на Абдрахмановской площади (Рис. 2). Средняя обводненность в это время выросла до 40% и продолжила стремительно расти.



а)



б)

Рис. 2. Динамика основных технологических показателей разработки кыновского и нашийского горизонтов:

а) Ново-Елховская площадь; б) Абдрахмановская площадь

Таким образом, более половины скважин на рассматриваемых площадях были пробурены после начала влияния процессов разработки и при этом имеют удлинения стволов скважин более 30 м.

При высоких удлинениях возрастает погрешность измерения глубин. Кроме контроля абсолютных отметок с помощью ВНК на практике применяется также выравнивание отметок пластопересечений в наклонно-направленных скважинах относительно карты, построенной по вертикальным скважинам.

Порядок работ при расчете и внесении поправок в абсолютные отметки пласта описан в работе [5]. Авторы обращают внимание на возможный разброс в абсолютных отметках ВНК, связанный с изменением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора в переходной зоне и погрешностью измерения глубин. В связи с этим авторы предлагают для наклонно-направленных скважин последовательно рассчитывать структурную поправку и поправку за ВНК и путем их сопоставления принимать решение об итоговой поправке в абсолютные отметки.

Поправки в инклинометрию допустимо вносить после анализа возможных погрешностей: структурных, за растяжение геофизического кабеля и инструментальной погрешности измерения искривления ствола скважины инклинометрами.

Для расчета структурных поправок весь массив анализируемых скважин подразделяется на вертикальные и наклонно-направленные. К вертикальным (и субвертикальным) относятся скважины с удлинением ствола не более 30 м, что делает допустимым изменение абсолютные отметки ВНК за счет технических причин $\pm 3-5$ м в зависимости от средних глубин продуктивного пласта от 1500 до 2500 м. По вертикальным скважинам строится структурная поверхность по стратиграфическому реперу, ближайшему к изучаемому продуктивному пласту. Для наклонных скважин рассчитывается структурная поправка, как разница между

структурной поверхностью, построенной по вертикальным скважинам, и отметкой стратиграфического репера в наклонной скважине. Эта поправка после анализа ВНК будет учитываться при исправлении инклинометрии «кривых» скважин [5].

Методика расчета поправок за растяжение геофизического кабеля и инструментальной погрешности измерения искривления ствола скважины инклинометрами сводится к нахождению среднеквадратической погрешности определения абсолютных отметок.

Неконтролируемая погрешность определения глубин за счет растяжения кабеля составляет 1 м на 1 км ствола скважины.

Инструментальная погрешность измерения инклинометрами зависит от точности инклинометра, от глубины залегания и от удлинения ствола. Погрешность измерения зенитного угла составляет +/- 30' для электрического инклинометра типа КИТ и +/- 15' для гироскопического инклинометра типа ИГН. Методика определения инструментальной погрешности в зависимости от удлинения представлена в [6]. Эта погрешность определяет максимальное удлинение ствола скважины, принимаемой за вертикальную при структурных построениях.

На наш взгляд, введение структурной поправки обоснованно только при условии отсутствия резких скачков абсолютных отметок на анализируемом участке. На месторождениях терригенного девона Республики Татарстан наблюдаются участки с различной амплитудой перепада структурной поверхности между соседними вертикальными скважинами, что обусловлено различной интенсивностью тектонических процессов (Рис. 3). Наличие среди пробуренных до начала влияния разработки наклонно-направленных скважин с различными направлениями поправок относительно среднего ВНК по залежи и структурной карты, построенной по вертикальным скважинам, является дополнительным свидетельством сложности строения структурного плана. Поэтому, помимо

анализа погрешностей измерения глубин, анализа ГИС и результатов опробований процесс обоснования ВНК и внесения поправок в абсолютные отметки пласта осложняется ещё из-за неопределенности геологического строения участка.

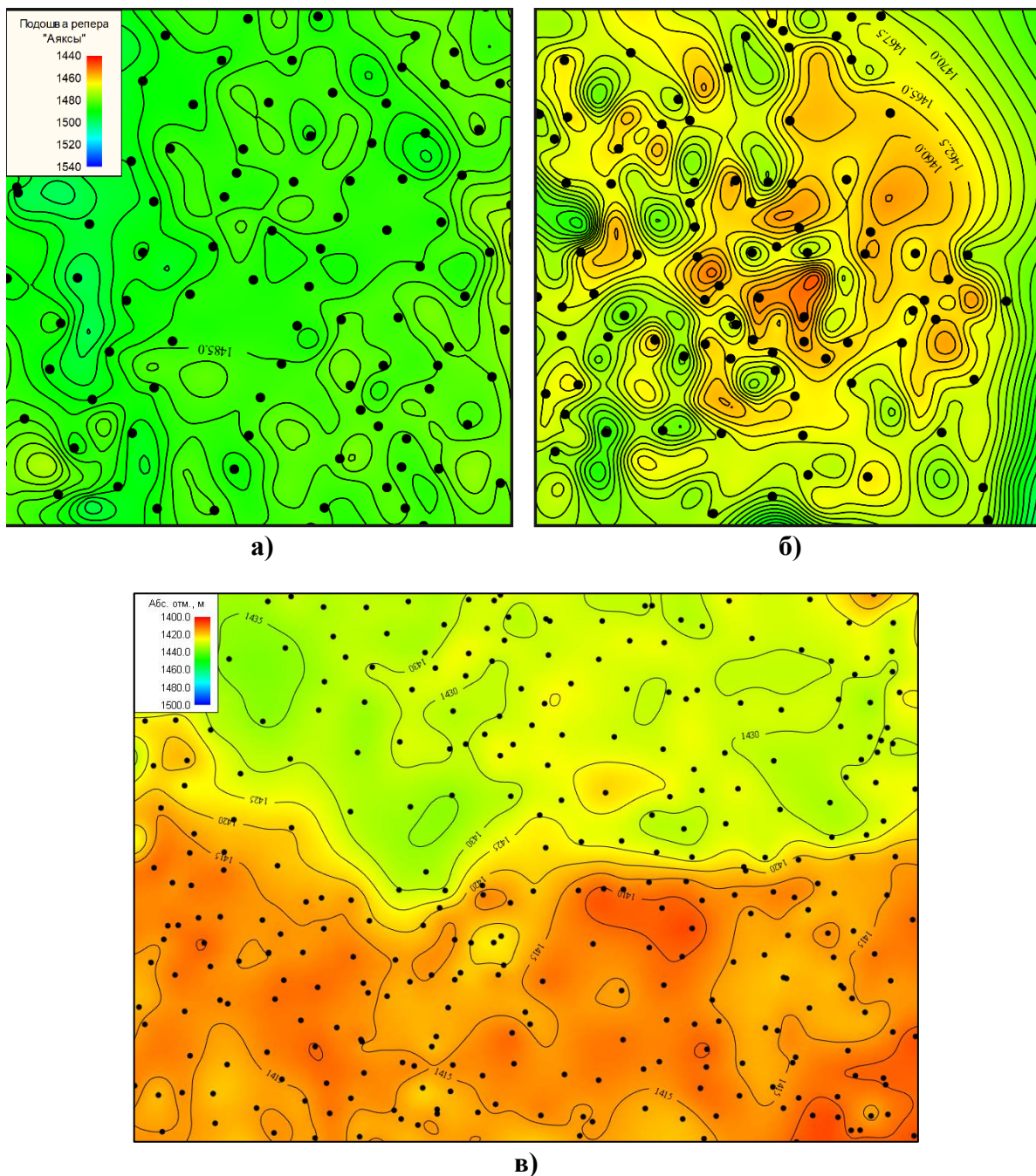


Рис. 3. Фрагменты структурной карты по кровле тиманского горизонта (подшивка репера «Аяксы»): а) Федотовская площадь; б) Акташская площадь; в) Миннибаевская площадь

Как показывает практика, уже на второй стадии разработки наблюдаются признаки начинающегося обводнения пластов от закачиваемой воды или подъема уровня ВНК. Однако в литературе представлена ограниченная информация о количественных критериях оценки степени влияния разработки. На рис. 4 по оси абсцисс представлено отношение накопленной на дату бурения рассматриваемой скважины добычи жидкости на участке в радиусе одного километра (по соседним скважинам) к поровому объему коллектора (выше начального ВНК). Данный параметр характеризует степень промывки пласта. По оси ординат представлены отклонения (невязки) текущего уровня ВНК по данным ГИС рассматриваемой скважины от среднего начального ВНК по залежи (граничное удельное электрическое сопротивление (УЭС) 3-4 Ом·м). Цветовой палитрой представлены удлинения стволов скважин.

При промывке пласта менее 0,05 д.ед. невязки по ВНК колеблются около нулевых значений, редко превышая 5 м, при этом наибольшие отклонения имеют скважины с большим удлинением. Это объясняется случайным характером инструментальной погрешности измерения глубин. При промывке более 0,15 д.ед. наблюдается явное отклонение распределения невязок ВНК в положительную сторону, что свидетельствует о появлении систематической составляющей – вскрытие скважинами обводненных интервалов коллектора. При этом не наблюдается корреляции между величиной невязки по ВНК и удлинением ствола скважины. Таким образом, для терригенных коллекторов пашийского горизонта за границу начала влияния процессов разработки на текущий коэффициент нефтенасыщенности условно можно принять степень промывки пласта более 0,05-0,15 д.ед.

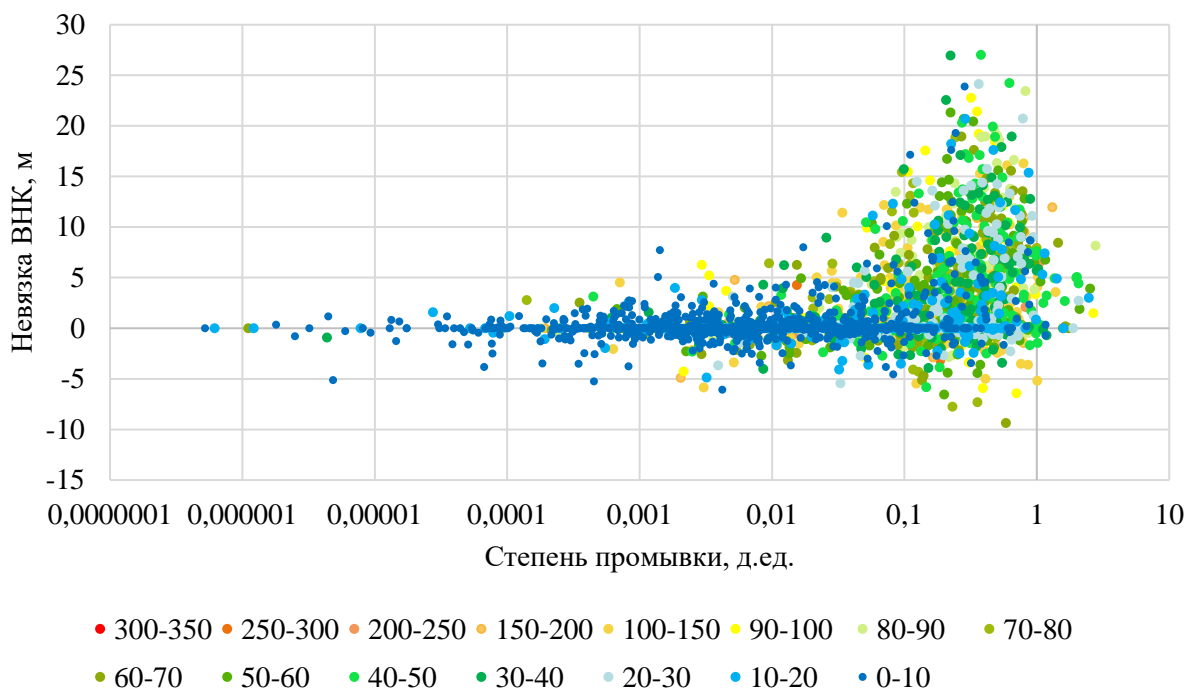


Рис. 4. График зависимости изменения текущего ВНК (невязки) от степени промывки пласта на участке

Использование в качестве первого фильтра именно степени промывки пласта вместо даты бурения скважины оправдано, потому что различные участки месторождения могут быть разбурены эксплуатационной сеткой скважин в разные периоды времени, что осложняет процесс анализа. А выделение скважин с обводненными коллекторами только по результатам опробования может также ввести в заблуждение по следующим причинам:

- пласты с пониженными УЭС коллектора (водоносные либо обводненные) могут не иметь перфорации;
- получение минерализованной воды при опробовании пластов с пониженными УЭС коллектора может быть интерпретировано как вскрытие водоносных пластов, хотя пласты могут быть обводнены контурной (подошвенной) или закачиваемой сточной водой;
- при внутриконтурном заводнении в однородных пластах с хорошей вертикальной проницаемостью наблюдается опережающее обводнение в подошвенной части за счет проявления гравитационных сил, в результате

чего при опробовании в кровельной части могут быть получены притоки безводной нефти [7].

Дифференциация скважин на три группы по степени промывки пласта на участке позволяет разделить все скважины по степени вероятности наличия влияния разработки и применять оптимальный порядок действий по определению характера текущего и начального насыщения для каждой группы скважин.

В данной работе расчет накопленных показателей на дату бурения рассматриваемой скважины по окружающим скважинам в радиусе одного километра производился с помощью скрипта на основе информации о координатах точек пластопересечений и базы данных добычи и закачки.

Таким, образом, по степени влияния разработки все скважины условно были поделены на три группы:

- пробуренные на участке с отсутствием влияния разработки (степень промывки пласта менее 0,05 д.ед.);
- пробуренные на участке с возможным влиянием разработки (степень промывки пласта от 0,05 до 0,15 д.ед.);
- пробуренные на участке с интенсивным влиянием разработки (степень промывки пласта более 0,15 д.ед.).

В первую группу попали все разведочные и эксплуатационные скважины первой очереди бурения. По вертикальным скважинам оценивался уровень начального ВНК по данным ГИС и результатам опробований для каждой залежи отдельно. На основании полученного значения ВНК и с учетом степени изменчивости структурного плана рассчитывалась поправка для наклонно-направленных скважин. При интерпретации характера насыщения выделение обводненных интервалов коллектора недопустимо. Отклонение насыщения по скважине может быть объяснено ухудшенными ФЕС коллектора, погрешностью

измерения глубин, наличием тектонических экранов, либо изолированных линзовидных водоносных пропластков.

Во вторую группу попали в основном скважины второй очереди, пробуренные приблизительно спустя 5-10 лет после начала эксплуатации скважин на участке. Для данных скважин проводился дополнительный анализ влияния разработки по отдельным пластам. Учитывалась информация по истории перфорации и изоляции пластов, а также расстояние до нагнетательных и добывающих скважин. В случае, если несколько пластов эксплуатировались одновременно, то распределение добычи и закачки производилось по результатам исследований профилей притока и приемистости, а при отсутствии таких исследований – путем сопоставления ФЭС коллектора в интервалах перфорации. Если значительная часть добычи или закачки на участке приходилась на верхние пласты, то нижние пласты считаются необводненными и расчет поправки за ВНК производится по аналогии со скважинами из первой группы. По данным ГИС рассматриваемой скважины определяется наличие признаков обводнения: изменение амплитуды кривой самопроизвольной поляризации (ПС), смещение «линии глин», снижение УЭС по кривым БКЗ и БК и др. [8]. Интерпретация насыщения в скважинах второй группы обязательно производится с привлечением детального анализа разработки.

В третью группу попали скважины, пробуренные на участках, где добывающие скважины имеют высокую обводненность. Наблюдаются явные отклонения текущего уровня ВНК относительно первоначального. При отсутствии возможности определить границу обводненной и водоносной частей коллектора по данным ГИС в вертикальных скважинах допускается ограничивать обводненный интервал снизу по уровню среднего начального ВНК по залежи. Для наклонно-направленных скважин оценивается степень изменчивости структурного плана. В случае низкой изменчивости выделение нижней границы обводнения допустимо после

введения структурной поправки. Если участок характеризуется высокой изменчивостью структурной карты, то структурная поправка не вводится, а нижняя граница обводнения приводится в соответствии с первоначальным ВНК по залежи. Однако при адаптации гидродинамической модели (ГДМ) необходимо уточнить выделенный интервал обводнения. В случае недостаточной сходимости текущих и накопленных расчетных и фактических показателей работы скважин на участке, а также при значительном несоответствии кривой текущей нефтенасыщенности по данным ГИС и рассчитанной на ГДМ на дату бурения скважины необходимо скорректировать интервал обводнения и внести поправку в абсолютные отметки кровли пласта.

При наличии исследований текущего положения ВНК в обсаженных ранее пробуренных скважинах эти результаты могут быть использованы для уточнения положения фронта заводнения или контуров нефтеносности и интервалов обводнения во вновь пробуренных скважинах.

В качестве примера рассмотрим участок скважин №№ 111_N и 84_N Ново-Елховской площади, характеризующийся значительным скоплением остаточных запасов нефти по пласту Д1г пашийского горизонта. Данные запасы не подтверждаются текущими дебитами нефти, а также фактической кривой нефтенасыщенности. Основные данные по скважинам участка приведены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для анализа участка

Скважина	Год бурения	Удлинение, м	Текущий ВНК, м	Начальный ВНК, м	Накопленные показатели по соседним скважинам в радиусе 1000 м, тыс. м ³			Степень промывки, д.ед.
					Добыча нефти	Добыча жидкости	Закачка воды	
49_N	1977	22,9	-1501,8	-1515,2	1806,6	2379,0	0	0,32
111_N	1992	37,2	-1502,4	-1515,2	3356,3	6614,4	0	0,90
84_N	1964	5,8	-1510,5	-1515,2	673,7	673,7	0	0,09
39_N	1964	1,2	-1511,5	-1515,2	77,7	77,7	0	0,01

При детальном анализе выяснилось, что отклонения по ВНК имеют также вертикальные скважины №№ 49_N и 39_N (Рис. 5). На момент их бурения на участке добывала только разведочная скважина № 3_N, введенная в эксплуатацию в 1956 г. По скважине № 3_N наблюдается постепенное увеличение обводненности, начиная с 1967 г, при этом система поддержания пластового давления на участке введена в середине 1966 г в скважине № 18_N, расположенной на расстоянии более 1300 м (Рис. 6). Ближайший к скважине № 3_N внутренний контур нефтеносности расположен рядом со скважинами №№ 49_N, 111_N, 84_N и 39_N (минимальное расстояние до скважины № 49_N – 800 м). Более того, данными скважинами вскрыты окна слияния нижней пачки пашийского горизонта с водоносными пластами муллинского горизонта. Согласно исследованию текущей нефтенасыщенности методом ИГН в скважине № 49_N в 1975 году наблюдается дальнейшее повышение уровня ВНК до абсолютной отметки минус 1505,6 м, причем пласт Д1г в ней не перфорирован.

На основании перечисленных фактов было сделано предположение о наличии гидродинамической связи скважины № 3_N с водоносными коллекторами муллинского горизонта через окна слияния в скважинах №№ 49_N, 111_N, 84_N и 39_N. После перестроения геологической модели (ГМ) и перенаправления потоков в ГДМ улучшилась сходимость трендов обводненности в скважине № 3_N. Расчет на модели подтвердил предположение о подъеме уровня ВНК в скважинах №№ 49_N и 39_N за счет отборов нефти скважиной № 3_N. Остаточные запасы в пласте Д1г значительно сократились в районе скважин №№ 111_N и 84_N, что было учтено при планировании геолого-технических мероприятий на участке.

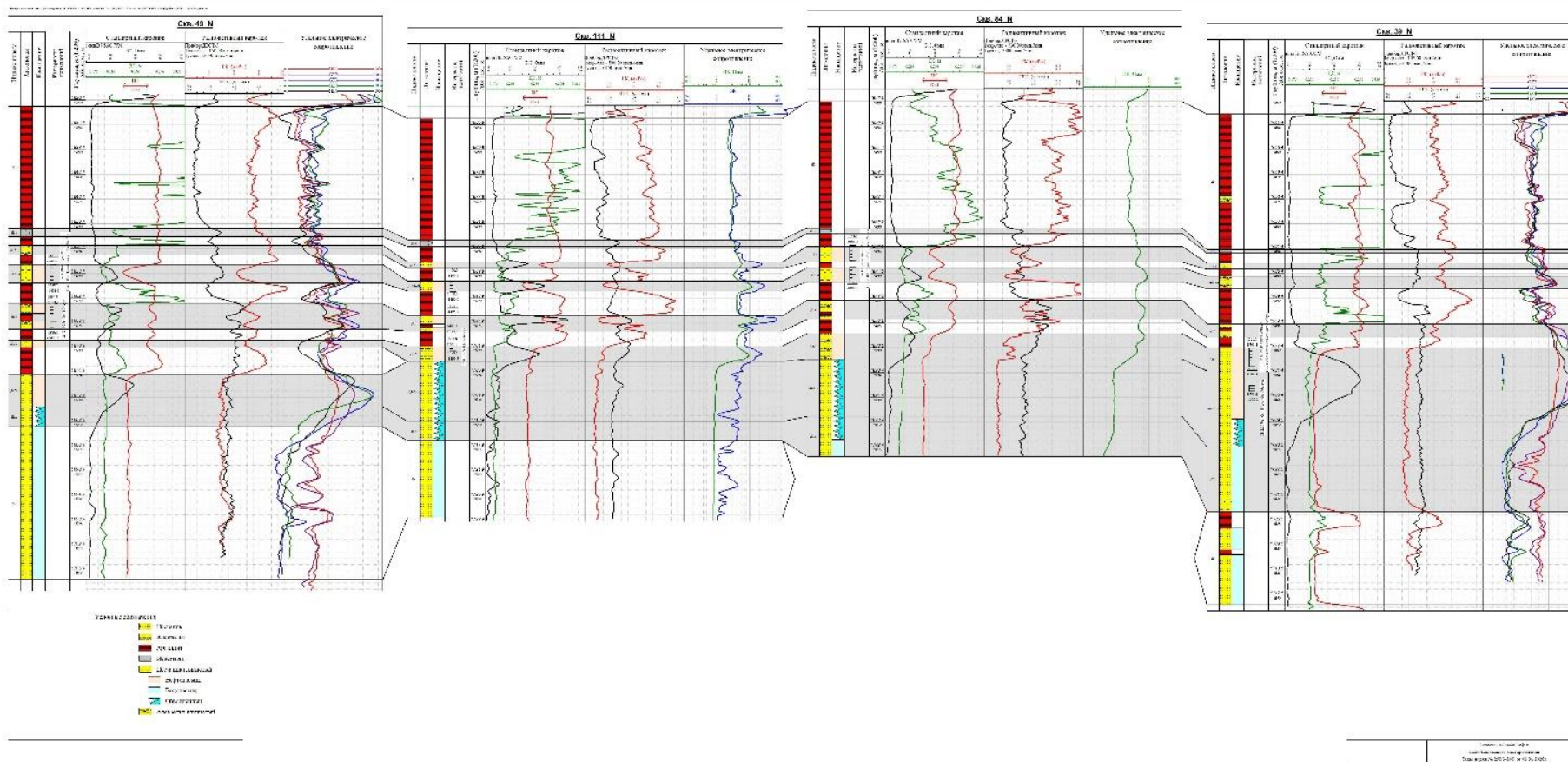
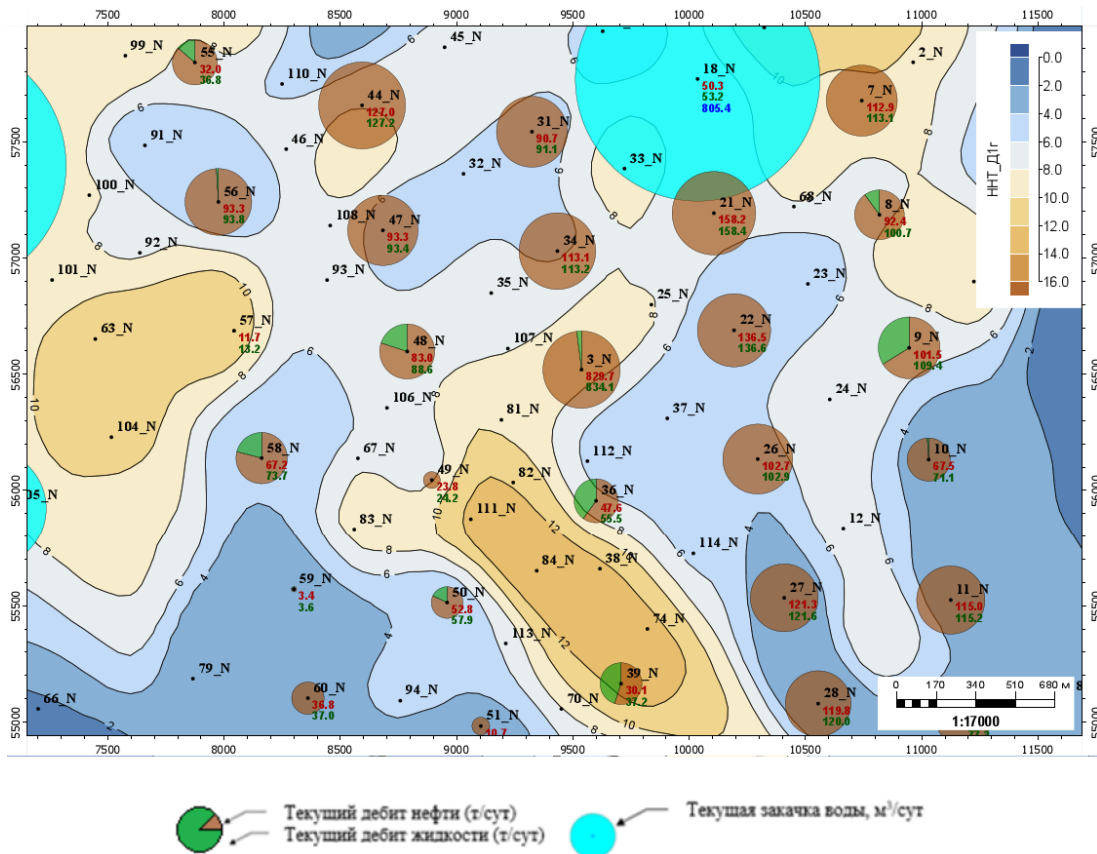


Рис. 5. Схема корреляции пашийского горизонта на рассматриваемом участке Ново-Елховской площади



*Рис. 6. Карта показателей разработки по состоянию на 01.01.1968 г
(подложка – карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Д1г
нишийского горизонта)*

Заключение

При интерпретации насыщения по данным ГИС в скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации залежи, необходимо обращать внимание как на возможное обводнение пластов, так и на погрешность измерения глубин в зависимости от удлинения ствола скважины. В то же время из-за сложности процессов, происходящих в пласте при вытеснении нефти контурной (подошвенной) или закачиваемой пресной либо сточной минерализованной водой не всегда удастся достоверно определить обводненные интервалы коллектора. Поэтому интерпретация насыщения в таких скважинах должна сопровождаться детальным анализом разработки.

При несоответствии расчетных и фактических показателей работы скважин необходима оценка степени влияния неопределенности всех

параметров, включая неопределенность по структурной карте и насыщению по скважинам, пробуренным в процессе разработки. Уточнение насыщения и структурной карты является важным инструментом специалистов по моделированию при адаптации ГДМ.

Ретроспективный анализ процесса вытеснения нефти в пласте по данным геолого-промысловых, лабораторных, промыслово-геофизических и промыслово-гидродинамических методов контроля за разработкой позволяет уточнить ГМ, качественно улучшить адаптацию ГДМ, спрогнозировать участки с невыработанными запасами и предложить мероприятия для их вовлечения в разработку.

Список литературы

1. Басин Я.Н., Мартьянов И.А., Петросян Л.Г. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 253 с.
2. Чоловский И.П., Тимофеев В.А. Методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1992. – 176 с.
3. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е. И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
4. Строянецкая Г.Е. Выделение продуктивных коллекторов в разрезах эксплуатационных скважин Ершовского месторождения // Нефть и газ, 2017. – №4. – С.37-42.
5. Дьяконова Т.Ф., Библин С.И., Дубина А.М., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. / Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей // Каротажник /2004 - №3
6. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 258 с.
7. Хисамов Р.С., Габдуллин Т.Г., Фархуллин Р.Г. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. – Казань: Идел-Пресс, 2009. – 406 с.
8. Ковач А.Ю., Поздеев Ж.А. / Выделение обводненных коллекторов по данным ГИС в открытом стволе на примере Самотлорского месторождения / Каротажник /2013 - №11 (233).

References

1. Basin Ya.N., Martyanov I.A., Petrosyan L.G. Rukovodstvo po primeneniyu promyslovo-geofizicheskikh metodov dlya kontrolya za razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy [Application manual for field geophysical monitoring methods for oil fields development]. Moscow. Nedra Publ. 1986. 253 p. (in Russian)

2. Cholovskiy I.P., Timofeev V.A. Metody geologo-promyslovogo kontrolya razrabotki neftynykh i gazovykh mestorozhdeniy [Field geological monitoring methods for oil and gas fields development]. Moscow. Nedra Publ., 1992. 176 p. (in Russian)
3. Kuznetsov G.S., Leontev E. I., Rezvanov R.A. Geofizicheskie metody kontrolya razrabotki neftynykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geophysical methods of oil and gas fields development monitoring]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 223 p. (in Russian)
4. Stroyanetskaya G.E. Vydelenie produktivnykh kollektorov v razrezakh ekspluatatsionnykh skvazhyn Ershovskogo mestorozhdeniya [Selection of producing reservoirs across Ershovskoye field operational wells] Neft i gaz [Oil and gas]. 2017. No. 4. pp. 37-42. (in Russian)
5. Dyakonova T.F., Biblin S.I., Dubina A.M., Isakova T.G., Yukanova E.A. Problemy obosnovaniya vodoneftyanogo kontakta po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhyn pri postroenii detalnykh geologicheskikh modeley [Problems of water-oil contact substantiating based on data of geophysical wells surveys in detailed geological modeling]. Karotazhnik [Well Logging]. 2004, No. 3. (in Russian)
6. Petersilye V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza obyomnym metodom [Recommended practice for oil and gas estimation using volumetric method]. Moscow, Tver. Tvergeofizika Publ., 2003. 258 p. (in Russian)
7. Khisamov R.S., Gabdullin T.G., Farkhullin R.G. Kontrol za razrabotkoy neftynykh i gazovykh mestorozhdeniy [Oil and gas fields development monitoring]. Kazan. Idel-Press Publ., 2009. 406 p. (in Russian)
8. Kovach A.Yu., Pozdeev Zh.A. Identification of water-flooded reservoirs from open-borehole logs on the example of Samotlorskoye field. Karotazhnik [Well Logging]. 2013. No. 11 (233). (in Russian)

Сведения об авторах

Махмутов Бахтияр Тулигенович, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: mahmutov.b@yandex.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Федотов Михаил Владимирович, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: mv_fedotov@mail.ru

Хасанов Рамзиль Рамилевич, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: khasanovramzil@gmail.com

Дехтярев Вячеслав Александрович, заместитель руководителя Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: slava.dekhtyarev@mail.ru

Мусаллямов Ильнар Айратович, ведущий инженер отдела геолого-гидродинамического моделирования и разработки Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: ilnbelmus@mail.ru

Authors

B.T. Makhmutov, PhD Candidate, Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)
2, Lenin str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: mahmutov.b@yandex.ru

R.K. Nizaev, Dr.Sc., Professor of Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)
2, Lenin str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

M.V. Fedotov, PhD Candidate, Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)
2, Lenin str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: mv_fedotov@mail.ru

R.R. Khasanov, PhD Candidate, Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)
2, Lenin str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: khasanovramzil@gmail.com

V.A. Dekhtyarev, Deputy Head of Modelling Center, Center of Technological Development, PJSC Tatneft
88, Telman str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: slava.dekhtyarev@mail.ru

I.A. Musallyamov, Leading Engineer, Department of Geological and Reservoir Simulation Modelling and Development, Modelling Center, Center of Technological Development, PJSC Tatneft
88, Telman str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: ilnbelmus@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 25.04.2023
Принята к публикации 15.06.2023
Опубликована 30.06.2023*