



УДК 622

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПР ПО ВОДОГАЗОВОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ НА ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

RESULTS OF SKILLED AND TRADE WORKS ON WATER GAS INFLUENCE ON EAST PEREVALNY FIELD

Мальшаков Е.Н.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»

Демяненко Н.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»

Хорюшин В.Ю.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»
horyushinvy@tmn.lukoil.com

Аннотация. Данная статья посвящена отработке технологий водогазового воздействия применительно к малым и средним месторождениям нефти.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, малые и средние месторождения нефти, опытно-промышленные работы.

Malshakov E.N.

KogalymNIPIneft
LLC LUKOIL-Engineering branch

Demyanenko N.A.

KogalymNIPIneft
LLC LUKOIL-Engineering branch

Horyushin V.Yu.

KogalymNIPIneft
LLC LUKOIL-Engineering branch
horyushinvy@tmn.lukoil.com

Annotation. Dunn article is devoted to working off of technologies of water gas influence in relation to small and average oil fields.

Keywords: water gas influence, small and average oil fields, skilled and trade works.

Водогазовое воздействие на пласт (ВГВ) является одной из перспективных направлений повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Однако не смотря на всю перспективность технологии, на текущий момент она, в большинстве случаев, реализована только в виде опытно-промышленных работ (ОПР). В данной статье рассмотрены результаты ОПР по водогазовому воздействию на Восточно-Перевальном месторождении.

Результаты опытно-промышленных работ (ОПР) по водогазовому воздействию (ВГВ) на Восточно-Перевальном месторождении освещены в ряде работ [1–7]. Однако, все эти работы рассматривают начальные этапы выполнения ОПР. Нами предпринята попытка осмыслить результаты и оценить эффективность ОПР по ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении на текущий момент (по состоянию на 01.01.2017 г.), обобщив все материалы, включая и фондовые, в которых рассматривается эффективность работ.

ОПР по ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении проводились на двух участках в районе:

- нагнетательной скважины № 222 (пласт АС₉, западная залежь);
- нагнетательной скважины № 480 (пласт Ач₁₋₃).

Целью работы являлась отработка технологии водогазового воздействия применительно к малым и средним месторождениям нефти [2].

Известно, что по способу реализации технология ВГВ подразделяется на последовательную, попеременную и совместную закачку воды и газа [8]. Последовательная закачка предполагает начало закачки воды после завершения длительного цикла нагнетания газа (обычно после его прорыва в одну из добывающих скважин). Попеременная закачка – эта нагнетание воды и газа оторочками с объемом оторочек каждого из агентов в пластовых условиях до 10–12 % начального нефтенасыщенного порового объема в зоне дренирования пласта. При совместной закачке вода и газ нагнетаются в пласт одновременно в виде водогазовой смеси. Как указано в [7], на Восточно-Перевальном месторождении была запроектирована технология последовательной закачки газа и воды.

Оценка эффективности ОПР выполнялась различными авторами в 2008, 2009, 2011, 2012, 2014 и 2016 годах [1–3, 6, 9–12]. Изучение источников [1–3, 6, 9–12] показало, что у авторов отсутствует единое понимание полученного результата. Рассмотрим результаты этой оценки по каждому из участков ОПР.

Участок в районе нагнетательной скважины № 222. В скважину № 222 газ начали закачивать в ноябре 2005 года. Принципиальная схема обустройства скв. № 222 Восточно-Перевального месторо-



ждения пласта АС₉ (западная залежь) для ВГВ, основные особенности этой схемы, режимы и объемы нагнетания вытесняющих агентов приведены в [1–5]. Всего с начала реализации ВГВ в скважину закачали 75710,7 тыс. м³ газа в нормальных условиях. Динамика закачки вытесняющих агентов в скважину № 222 представлена на рисунке 1.

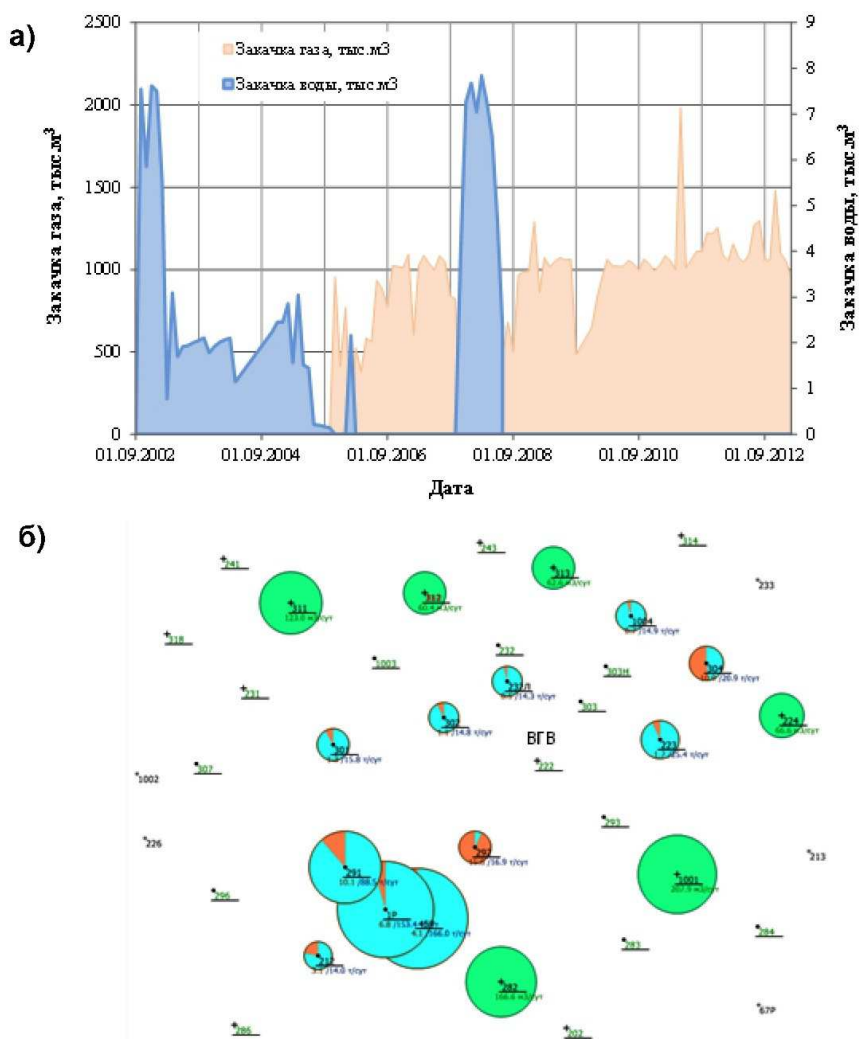


Рисунок 1 – Динамика закачки воды и газа в скв. № 222 Восточно-Перевального месторождения по объекту АС₉ (западная залежь) (а); фрагмент карты текущего состояния разработки на 01.07.2012 года по пласту АС₉ (западная залежь) в районе скважины № 222 (б)

Как видно из рисунка 1, за период реализации водогазового воздействия на участке нагнетательной скважины № 222 в пласт закачивался, в основном, газ. Вода закачивалась только в течение небольшого периода в 2005 году и в течение почти года: в конце 2007 и 2008 годов. С конца 2008 по 01.03.2013 года в скважину закачивался только газ. Поэтому на данной скважине воздействие, выполняемое в период до конца 2008 года, можно рассматривать как ВГВ с последовательной закачкой газа и воды. Воздействие с конца 2008 по 01.03.2013 года, по-видимому, можно классифицировать не как ВГВ с последовательной закачкой газа и воды, а как чисто газовое, как газовую репрессию. С 01.03.2013 года скважина находится в бездействии.

Результаты оценки эффективности ОПР в разные годы по данным разных источников приведены в таблице 1. Как видно из данных таблицы 1, на начальной стадии внедрения ВГВ отмечался эффект в виде дополнительной добычи нефти, объемы которой постепенно, по мере развития процесса, увеличивались [1–3, 6, 9] и на 01.01. 2011 года составили 21,1 тыс. тонн [6]. В этот период дополнительная добыча нефти (добыча нефти за счет ВГВ) достигала 25 % от суммарного объема добычи по опытному участку [1–3, 6]. Однако, затем, по мере реализации чисто газового воздействия, ситуация резко ухудшилась. Уже на начало 2012 года полученный (накопленный) потенциал (эффект) в виде дополнительной добычи нефти был потерян. Дополнительная добыча нефти на 01.01.2012 года составляла только 1,1 тыс. тонн по кривым вытеснения и 2,4 тыс. тонн по результатам гидродинамиче-



ского моделирования [10] (табл. 1). Дальнейшее нагнетание газа (в течение 2012–2013 гг.) в скважину № 222 привело к тому, что на участке ВГВ получены меньшие суммарные объемы нефти по сравнению с теми ее объемами, которые были бы получены при вытеснении нефти водой [11]. То есть, чисто газовая репрессия на пласт в период 2009–2012 гг. привела к значительному ухудшению условий разработки и выработки запасов на участке ОПР.

Таблица 1 – Эффективность ВГВ на участке нагнетательной скважины № 222 Восточно-Перевального месторождения, пласт АС₉, западная залежь

Дата оценки эффекта	01.09.2008 г.	01.12.2008 г.	01.01.2009 г.	01.01.2010 г.	01.01.2011 г.	01.01.2012 г.	01.01.2014 г.
Источник информации	[1]	[2]	[9]	[3]	[6]	[10]	[11]
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	11,2	16,2	10,1	16,2	21,1	1,1–2,4	0

Следует отметить, что эффективность ВГВ зависит как от особенностей геолого-физического строения пластов, так и от технологии ВГВ. Технология ВГВ должна соответствовать характеристикам конкретных геолого-физических свойств пласта [13–18]. На рисунке 2 приведены границы участка опытно-промысловых работ. На рисунке 3 отображен геологический профиль в направлениях с юга на север и с запада на восток участка ВГВ, а в таблице 2 приведены его геолого-физические характеристики. Как видно из рисунка 3, скважина № 222 расположена в самой нижней части участка. Залежь АС₉ в зоне участка весьма неоднородна по фильтрационным свойствам. В ее нижней части залегают низкопроницаемые нефтенасыщенные коллекторы. Верхняя часть представлена хорошо проницаемыми коллекторами. Проницаемости коллекторов в нижней и верхней частях составляют 0,0008 и 0,927 мкм² соответственно (табл. 2), т.е. проницаемости нижней и верхней частей различаются более, чем на три порядка. Так как плотность газа в пластовых условиях значительно ниже плотности нефти и воды, при газовой репрессии за счет гравитационных процессов и значительно большей подвижности, по сравнению с подвижностью нефти, газ начал подниматься вверх и двигаться к добывающим скважинам по высокопроницаемому верхнему пропластку, не оказывая существенного влияния на вытеснение нефти из нижних низкопроницаемых разностей пород-коллекторов. Наличие высокопроницаемых путей фильтрации подтвердили результаты трассерных исследований, выполненные в мае 2008 года (рисунок 4) в период закачки в пласт воды. Как видно из данных рисунка 4, основные объемы трассера, а, следовательно, и закачиваемой в скважину № 222 воды, поступают в добывающие скважины 45Р (57,3 %), 1Р (11,9 %) и 291 (11,1 %).

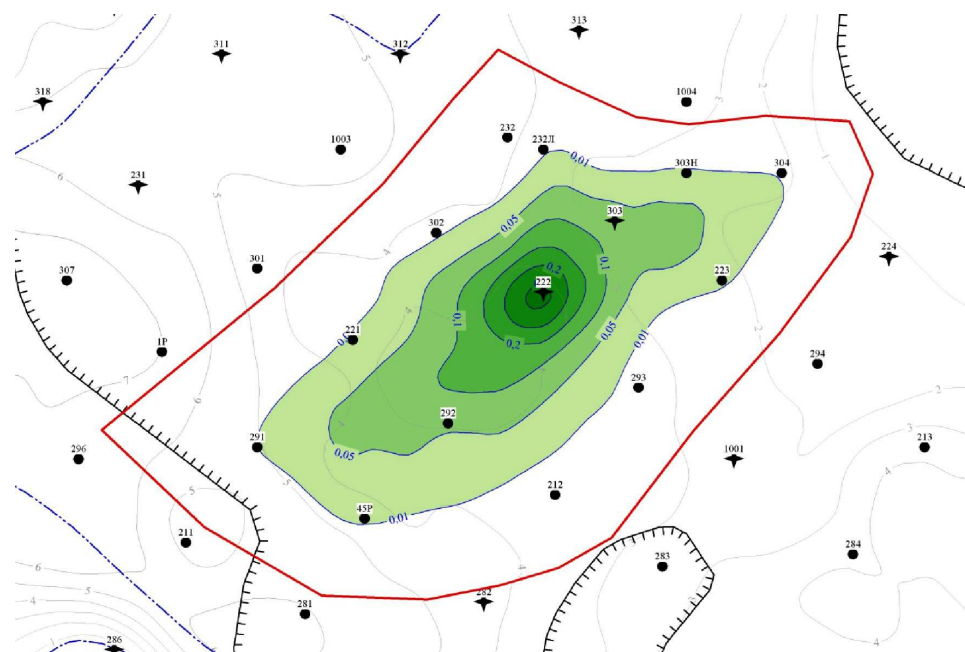


Рисунок 2 – Границы участка ОПР по водогазовому воздействию на объекте АС₉ (западная залежь). Карта нефтенасыщенных толщин. Распространение фронта закачиваемого газа по данным моделирования

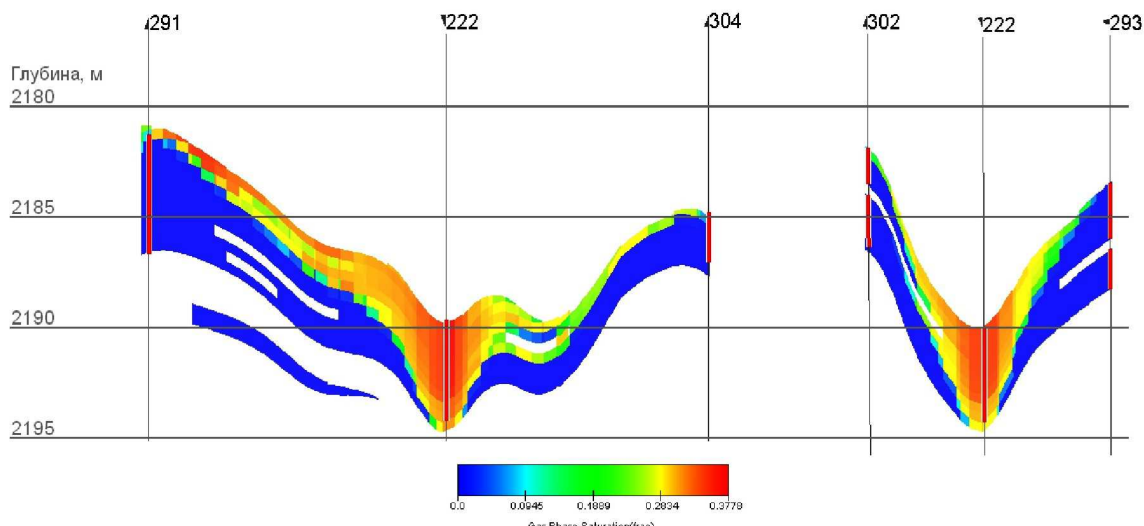


Рисунок 3 – Участок водогазового воздействия на объекте АС₉ (западная залежь); профиль газонасыщенности (01.01.2012 г.)

В направлении других подконтрольных добывающих скважин поступало не более 2–3 % трасера, а, соответственно, и закачиваемой в скважину № 222 воды. Поэтому после начала закачки газа в скважину № 222 обводненность добываемой продукции, газовый фактор увеличиваются, а добыча нефти снижается, несмотря на снижение уровней добычи жидкости (рис. 5.) и рост пластового давления (рис. 6) [10].

Таблица 2 – Геолого-физические характеристики участка водогазового воздействия на объекте АС₉ (западная залежь) Восточно-Перевального месторождения в районе скв. № 222

Объект	Номер скв.	Значение параметра	Геолого-физические параметры пласта по участку водогазового воздействия				
			hн, м	Кпр(нн) (ср.взв), МКМ ²	Кп (ср.взв.), %	Кн, д. ед.	Кр
АС ₉	221, 223, 232, 291, 292, 293, 303, 302, 304, 45Р	Максим.	5,60	0,927	0,25	0,67	7
		Миним.	0,40	0,00080	0,15	0,31	1
		Среднее	2,03	0,214	0,21	0,55	2

Диаграмма распределения извлеченного количества индикатора по добывающим скважинам Восточно-Перевального месторождения (район нагнетательной скв. №222)

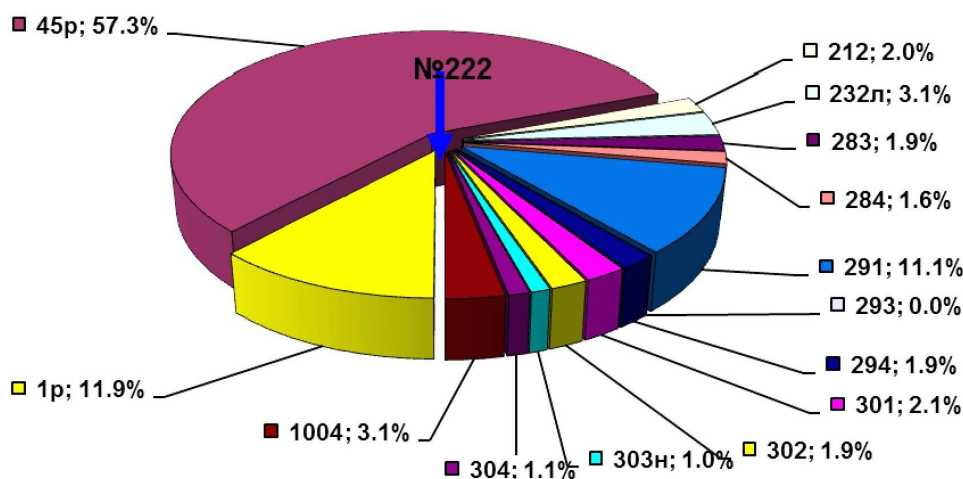


Рисунок 4 – Результаты трассерных исследований на участке ВГВ объекта АС₉ (западная залежь)

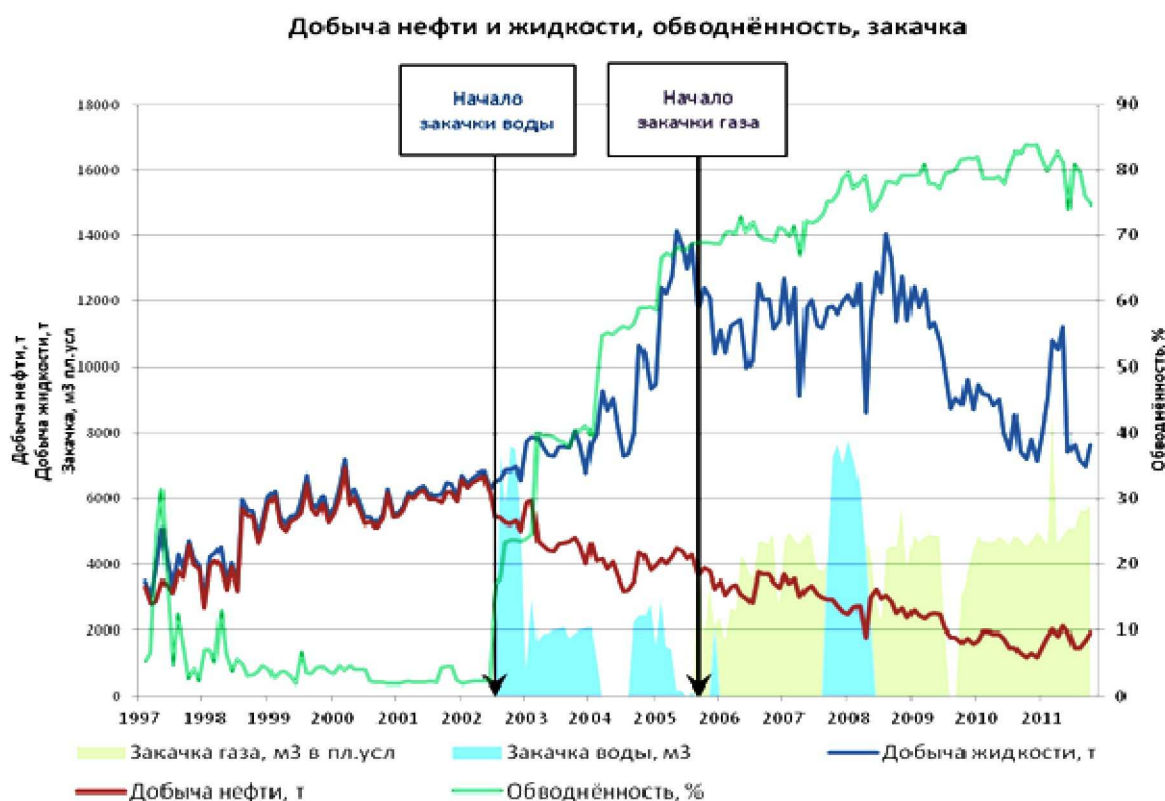


Рисунок 5 – Показатели разработки участка залежи АС₉ вокруг скв. № 222 – Восточно-Перевальная

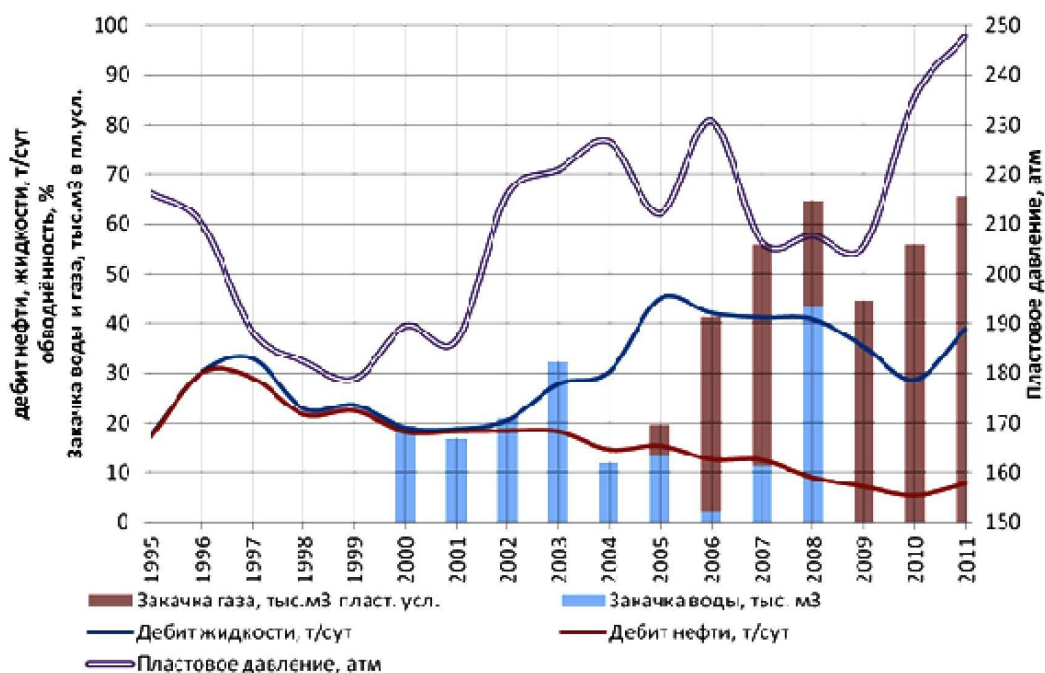


Рисунок 6 – Динамика дебитов нефти, жидкости и пластового давления на участке ВГВ объекта АС₉ (западная залежь)

Таким образом, видно, что основной причиной прекращения эффекта при проведении вместо ВГВ чисто газового воздействия является:

– неблагоприятное для чисто газового воздействия геологическое строение пласта на выбранном участке. Закачка газа осуществлялась в скважину, расположенную в погруженной зоне пласта. Закачиваемый газ под действием гравитационных сил и значительно большей подвижности, по сравнению с подвижностью нефти, поднимался вверх и двигался по высокопроницаемому пропластку вдоль кровли пласта в добывающие скважины, охватывая вытеснением лишь небольшую толщину пласта;



– наличие высокопроницаемых путей фильтрации (возможно техногенных трещин), по которым газ прорывался в добывающие скважины, не совершая полезной работы и оставляя не охваченными разработкой нижние части пласта, характеризующиеся более низкими фильтрационно-емкостными свойствами;

– термобарические условия пласта, свойства нефти и газа, практически не обеспечивающие растворения газа в нефти [7];

– проведение, начиная с 2008 года, вместо ВГВ чисто газового воздействия, что неприемлемо для показанных выше геолого-промысловых условий участка залежи.

Переход от ВГВ к чисто газовому воздействию привел к переходу от положительного эффекта на начальной стадии ОПР к отрицательному эффекту на конечной стадии на 01.01.2014 года и к необходимости прекращения ОПР (прекращению закачки газа в скважину № 222). В геолого-промысловых условиях выбранного участка воздействия в районе скважины № 222, по-видимому, следовало при ОПР периодически чередовать закачку газа и воды так же, как это проводилось на начальной стадии ОПР или выполнять нагнетание водогазовой смеси с содержанием газа в пластовых условиях в пределах 30–40 %. Для исправления ситуации, возникшей с разработкой данного участка залежи АС₉, на наш взгляд, сразу после прекращения закачки газа в скважину № 222 необходимо было начать закачку воды.

Участок в районе нагнетательной скважины № 480. ВГВ с закачки газа в нагнетательную скважину № 480 начали с декабря 2008 года. Схема обустройства скважины № 480 (залежь Ач₁₋₃) для ВГВ, основные особенности этой схемы, режимы и объемы нагнетания вытесняющих агентов приведены в [1–3]. Динамика закачки газа в нагнетательную скважину № 480 Восточно-Перевального месторождения приведена на рисунке 7.

Всего на 01.02.2015 года в скважину № 480 закачали 136,2 млн м³ газа со средней приемистостью 82 000 м³/сут. В феврале 2015 года закачку газа прекратили и скважину перевели под нагнетание воды с приемистостью 269 м³/сут. Как видно из рисунка 7, с августа 2010 по февраль 2015 года в скважину № 480 велась непрерывная закачка газа, то есть, как и на участке скважины № 222, вытеснение нефти осуществлялось не по технологии ВГВ, а по технологии газового воздействия.

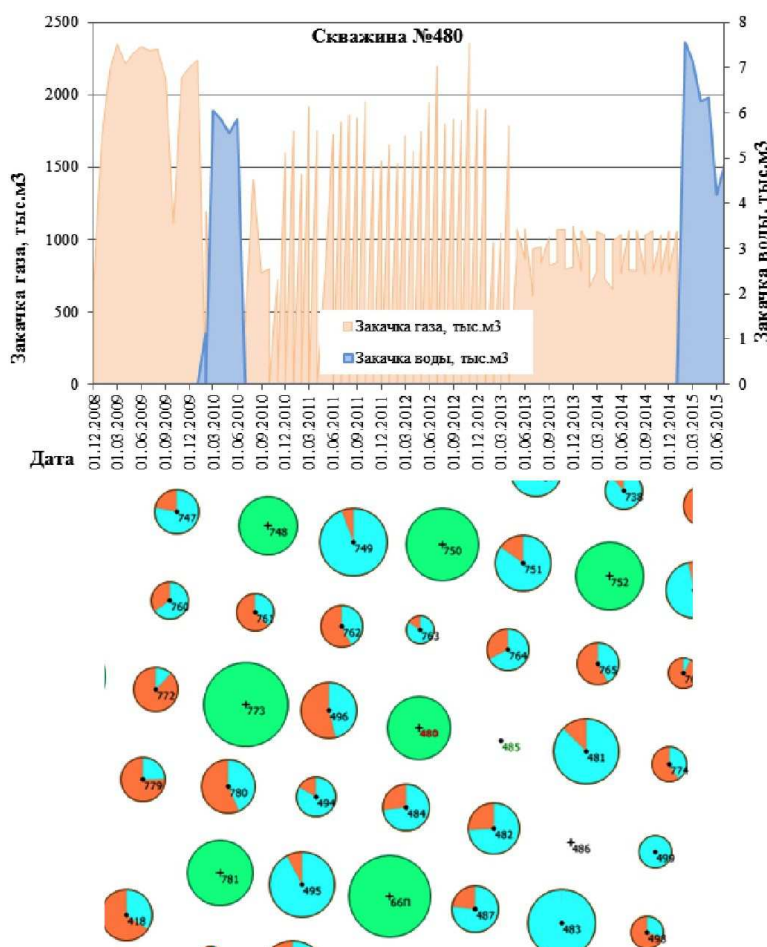


Рисунок 7 – Динамика закачки газа по объекту Ач₁₋₃ (район скв. № 480) Восточно-Перевального месторождения и фрагмент карты текущего состояния разработки на 01.07.2015 года



Оценку эффективности работ выполняли в разные годы по разным методикам [3, 10–12]. Рассмотрим варианты этой оценки. Следует отметить, что в работе [10] оценка эффективности ВГВ выполнена с применением трех подходов: по характеристикам вытеснения; путем расчета на гидродинамической модели; сравнением разработки опытного участка с участком-аналогом. Эффективность работ по состоянию на 01.07.2016 года выполнена под руководством А.И. Чуйко с использованием актуализированной геолого-гидродинамической модели. Результаты оценки эффективности ВГВ на участке нагнетательной скважины № 480 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Эффективность ВГВ на участке нагнетательной скважины № 480 Восточно-Перевального месторождения (пласт Ач₁₋₃)

Дата оценки эффекта	01.01.2010 г.	01.01.2012 г.			01.01.2014 г.	01.07.2016 г.
		Характер вытеснен.	Гидродинам. модель	Участок – аналог		
Источник информации	[3]	[10]			[11]	По данным А.И. Чуйко
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	6,9	28,3	19,0	18,6	14,2	14,9

Как видно из данных таблицы 3, на начальной стадии внедрения за счет ВГВ, по мере развития процесса, на участке нагнетательной скважины № 480 наблюдается рост дополнительной добычи нефти до 19,0–28,3 тыс. тонн. Однако, в дальнейшем, по мере перехода от ВГВ к чисто газовому воздействию, часть эффекта теряется и объемы дополнительной добычи нефти снижаются. Переход с февраля 2015 года на закачку в скважину № 480 воды, на наш взгляд, несколько исправил ситуацию в сторону увеличения эффекта.

Ситуация с эффективностью ОПР на участке скважины № 480 выглядит несколько лучше по сравнению с ситуацией на участке скважины № 222. Рассмотрим особенности геологического строения этого участка. Следует отметить, что все скважины на участке располагаются в пределах отметки кровли пласта Ач₁₋₃, соответствующей изогипсе 2875 м. На рисунке 8 показан геолого-физический разрез участка через скважины №№ 763 – 480 – 484.

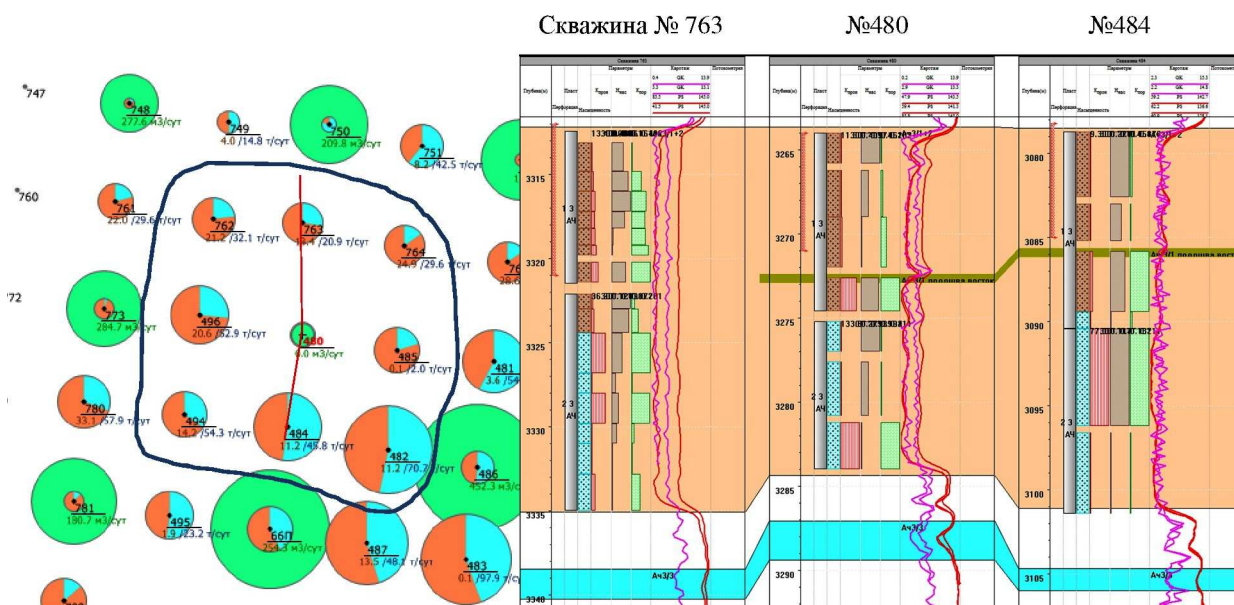


Рисунок 8 – Границы участка ОПР по водогазовому воздействию на объекте Ач₁₋₃ и геолого-физический разрез по линии скважин №№ 763-480-484; фрагмент карты накопленных отборов (01.07.2015)

Геолого-физическая характеристика участка водогазового воздействия на объекте Ач₁₋₃ представлена в таблице 4. Как видно из характера разреза (рис. 8), свойства продуктивного пласта Ач₁₋₃ в районе скважины № 480 кардинально отличаются от свойств пласта АС₉ в зоне действия скважины № 222. По разрезу пласта Ач₁₋₃ видно, что в нижней части разреза залегают породы с максимальной проницаемостью. По мере перемещения вверх по разрезу проницаемость пород снижается. Причем, разница между проницаемостями низко- и высокопроницаемых разностей пород отличается на два порядка, 0,0045 и 0,4606 мкм² (табл. 4) соответственно. Поэтому, на наш взгляд, участок в районе



скважины № 480 является более благоприятным, с точки зрения газового воздействия, так как газ, поступающий за счет гравитационных процессов вверх из высокопроницаемых в низкопроницаемые пропластки, будет увеличивать охват пласта вытеснением. Это и подтвердили вышеприведенные результаты эффективности выполненных работ. Величина дополнительно добытой нефти хотя и уменьшилась, но не настолько, как на участке нагнетательной скважины № 222.

Таблица 4 – Геолого-физическая характеристика участка водогазового воздействия на объекте Ач Восточно-Перевального месторождения в районе скважины № 480

Объект	Номер скважин участка ВГВ	Значение параметра	Геолого-физические параметры пласта по участку водогазового воздействия				
			hн, м	Кпр(нн) (ср.взв), мкм ²	Кп (ср.взв.), %	Кн, д.ед.	Кр
Ач3	762, 763, 764, 485, 482, 484, 494, 780, 496, 480, 481	Максим.	14,2	0,4606	21,0	0,7	9
		Миним.	1,4	0,0045	15,0	0,3	2
		Среднее	8,3	0,0717	18,0	0,5	5

Переход от водогазового воздействия на начальной стадии эксперимента на чисто газовое привел к ухудшению ситуации в разработке участка ОПР. В [12] дается сравнение выработки запасов нефти по участку ВГВ (скв. № 480) и соседним участкам (нагнетательные скважины № 750 и № 752), геолого-геофизические условия которых близки к геолого-физическим условиям участка в районе скважины № 480, но которые вырабатывались с применением заводнения. Все три участка разрабатываются по девятиточечной системе разработки. Зависимости, характеризующие состояние выработки запасов нефти по участкам ВГВ и заводнения, приведены на рисунке 9 [12]. Анализ состояния выработки запасов (рис. 9) свидетельствует о том, что процесс вытеснения нефти на участках в районах нагнетательных скважин № 750 и № 752 протекает недостаточно эффективно. Отбор от НИЗ по этим участкам составляет лишь 29,6 и 40,4 % при обводненности добываемой продукции 89,9 и 76,7 % соответственно [12]. В то же время участок в районе скважины № 480 имеет более благоприятную характеристику вытеснения (рис. 9). Следует отметить, что на момент начала внедрения ВГВ характеристика вытеснения на участке скважины № 480 практически совпадает с характеристикой базового участка в районе нагнетательной скважины № 752. Внедрение технологии ВГВ отразилось на зависимости КИН от обводненности и отбора от НИЗ от обводненности по участку ВГВ (район скважины № 480) постепенным отклонением ее от соответствующих зависимостей по базовому элементу в районе нагнетательной скважины № 752 в сторону более высоких показателей. Однако, в последующем, при переходе на постоянную закачку газа, зависимости становятся почти параллельными. Приведенные данные свидетельствуют о том, что на начальной стадии внедрения ВГВ позволило несколько замедлить темпы роста обводнения добывающих скважин на участке нагнетательной скважины № 480 и улучшить характеристику вытеснения по сравнению с характеристиками вытеснения на участках-аналогах в районе нагнетательных скважин № 750 и № 752. Однако, в последующем, при трансформации ВГВ в ГВ, характеристика вытеснения по участку пласта в районе скважины № 480 стала идентичной характеристикам вытеснения по участкам в районе скважин № 750 и № 752, хотя и на более высоком уровне. Этим, на наш взгляд, объясняется причина того, что прекратился рост дополнительно добытой нефти за счет ВГВ. Возможной причиной последнего может быть то, что с августа 2010 по февраль 2015 года в скважину № 480 закачивался только газ. То есть в пределах участка выполнялось не водогазовое воздействие, а чисто газовое, в режиме газовой репрессии. Динамика вытеснения нефти газом была близкой динамике вытеснения водой, о чем соответствует почти параллельное размещение линий, характеризующих вытеснение, на графике (рис. 9). Это привело к уменьшению охвата пласта вытеснением. Поэтому для исправления ситуации с разработкой необходимо, как и планировалось, перейти к водогазовому воздействию.

Реализация технологии водогазового воздействия связана со значительными капитальными затратами и рядом специальных технологических особенностей. Поэтому в процессе внедрения технологии необходим постоянный контроль и регулирование эффективности вытеснения нефти водогазовой смесью [6, 19–21]. Эффективность ВГВ может быть повышена путем корректировки технологических параметров закачки в процессе разработки залежей на основе анализа реакции добывающих скважин [20–21]. Поэтому на участках ВГВ Восточно-Перевального месторождения необходимо от газового воздействия перейти к водогазовому, с постоянным контролем эффективности работ и оперативной корректировкой по результатам этого контроля, технологических режимов закачки оторочек воды и газа.

Обобщение результатов ОПР по ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении показало:

На обоих участках месторождения технология ВГВ применялась только на начальной стадии работ. Затем вместо ВГВ начала применяться технология вытеснения нефти газом (технология газовой репрессии).

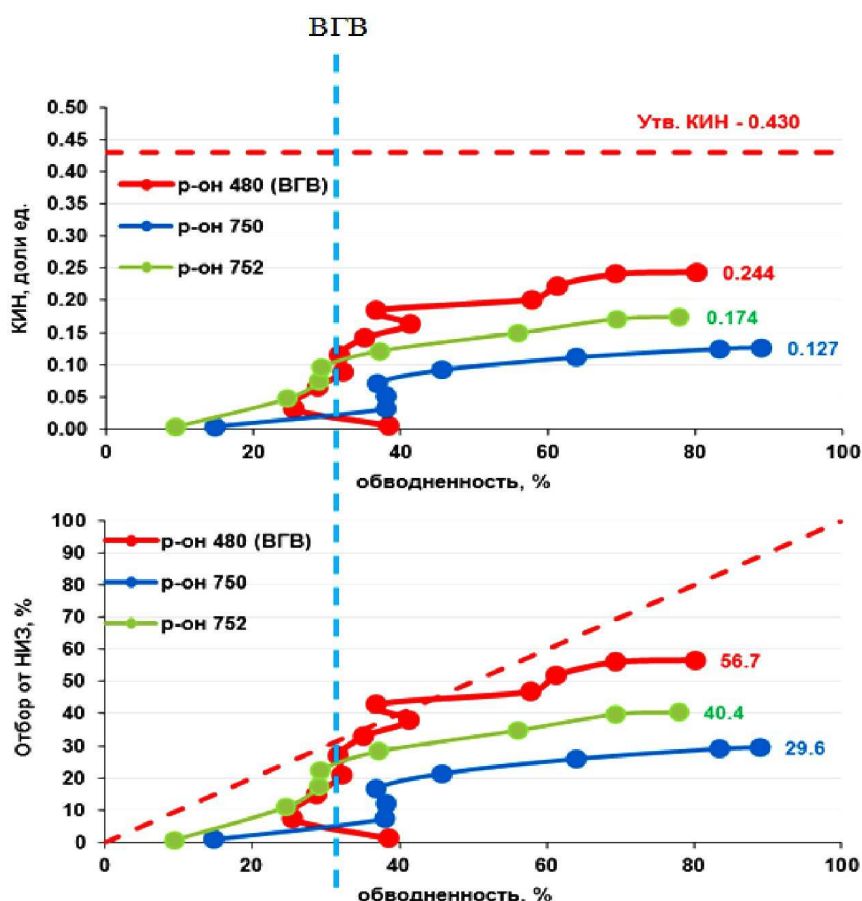


Рисунок 9 – Зависимости, характеризующие состояние выработки запасов нефти по участкам ВГВ и заводнения

Применение технологии газовой репрессии привело к ухудшению условий разработки на участке нагнетательной скважины № 222, даже по сравнению с заводнением, из-за прорыва газа по высокопроницаемым зонам верхнего высокопроницаемого пропластка к добывающим скважинам и снижению эффективности разработки на участке нагнетательной скважины № 480.

Для исправления возникшей ситуации в нагнетательную скважину № 222 необходимо начать закачивать воду или водогазовую смесь с содержанием в ней газа не менее 30 и не более 70 % в пластовых условиях; в скважину № 480 организовать чередующуюся закачку оторочек газа и воды с объемом агентов в оторочках в пластовых условиях не более 0,1 объема порового пространства в зоне дренирования между нагнетательной и добывающими скважинами.

Продолжение ОПР необходимо проводить под постоянным контролем эффективности работ и оперативной корректировкой по результатам этого контроля, технологических режимов закачки оторочек воды и газа.

Литература:

1. Карпов В.Б. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов / В.Б. Карпов, В.И. Кокорев. – SPE 117373. – Доклад, октябрь 2008.
2. Кокорев В.И. Результаты проведения водогазового воздействия на пласт в ОАО «РИТЭК» / В.И. Кокорев, О.В. Чубанов, И.А. Ахмадейшин и др. – SPE 138075. – 4 с.
3. Кокорев В.И. Оценка технологической эффективности газовых методов повышения нефтеотдачи пластов ОАО «РИТЭК» // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 5. – С. 25–29.
4. Кокорев В.И. Разработка технологии борьбы с гидратами при осуществлении водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 2. – С. 42–47.
5. Кокорев В.И. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 58–59.
6. Быкадоров А.В. Исследование влияния геолого-физических характеристик месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» на коэффициент нефтеотдачи при водогазовом воздействии на пласт : Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности / Сб. докл. Третьей науч. – практ. конф. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский дом печати», 2012. – С. 243–253.
7. Зацепин В.В. Некоторые вопросы реализации водогазового воздействия на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении / В.В. Зацепин, Е.В. Черников // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 44–47.



8. Буторин О.И. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласт / О.И. Буторин, Г.Н. Пияков // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8. – С. 54–59.
9. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Перевального месторождения. – ОАО «РИТЭК», 2009.
10. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Перевального месторождения. – ОАО «РИТЭК», 2012.
11. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Перевального месторождения. – Тюмень : Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», 2014.
12. Сопоставление эффективности участков, разрабатываемых с применением водогазового воздействия пласта Ач1 + Ач3 Восточно-Перевального месторождения с «базовыми» участками, разрабатываемыми с применением заводнения : Пояснительная записка по выполнению пункта протокола № VM-02П. – 2016.
13. Лядова Н.А. Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермского края / Н.А. Лядова, А.В. Распопов, Л.Н. Мужикова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 92–95.
14. Зацепин В.В. Современное состояние промышленного применения технологий водогазового воздействия / В.В. Зацепин, Р.А. Максutow // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 13–21.
15. Латыпов А.Р. Методические вопросы повышения нефтеотдачи пластов путем закачки углеводородного газа / А.Р. Латыпов, И.С. Афанасьев, В.П. Захаров, Т.А. Исмагилов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 28–31.
16. Ваньков А.А. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт / А.А. Ваньков, Р.Г. Нургалиев, Ю.А. Червин, В.В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 3. – С. 10–13.
17. Методическое руководство по применению газовых и водогазовых методов воздействия на нефтяные пласты. – М. : Министерство нефтяной и газовой промышленности СССР, 1991. – 244 с.
18. Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты : РД 39Р-05753520-1125-94. – Томск : ТомскНИПИнефть, 1994. – 82 с.
19. Вафин Т.Р. Об оценке предельных объемов газа в водогазовой смеси / Т.Р. Вафин, М.С. Зарипов, Р.Х. Гильманова, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 11–17.
20. Вафин Р.В. Управление эффективностью водогазового воздействия по промысловым данным / Р.В. Вафин, Т.Р. Вафин, М.С. Зарипов, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 26–31.
21. Казаков К.В. Алгоритм для управления водогазовым воздействием на пласт / К.В. Казаков, К.А. Бравичев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 12. – С. 46–52.

References:

1. Karpov V.B. Gas methods – new technology of increase in oil recovery of layers / V.B. Karpov, V.I. Kokorev. – SPE 117373. – Report, October, 2008.
2. Kokorev V.I. Results of carrying out water gas impact on layer in JSC RITEK / V.I. Kokorev, O.V. Chubanov, I.A. Akhmadeyshin etc. – SPE 138075. – 4 p.
3. Kokorev V.I. Assessment of technological efficiency of gas methods of increase in oil recovery of layers of JSC RITEK // Oil-field business. – 2010. – No. 5. – P. 25–29.
4. Kokorev V.I. Development of technology of fight against hydrates at implementation of water gas influence // Oil-field business. – 2010. – No. 2. – P. 42–47.
5. Kokorev V.I. Innovative approach to development of fields with hardly removable reserves of oil // Oil economy. – 2009. – No. 8. – P. 58–59.
6. Bykadorov A.V. A research of influence of geological and physical characteristics of fields of JSC LU-COYLE on oil recovery coefficient at water gas impact on layer : Problems of an oil and gas complex of Western Siberia and way of increase in its efficiency / Sb. докл. The third scientifically practical conference. – Shadrinsk : Publishing house OGUP «Shadrinsk Publishing House», 2012. – P. 243–253.
7. Zatsepin V.V. Some questions of realization of water gas influence on the East Perevalny oil field / V.V. Zatsepin, E.V. Chernikov // Oil economy. – 2007. – No. 2. – P. 44–47.
8. Butorin O.I. Synthesis of pilot studies by determination of efficiency of application of gas and water gas impact on layer / O.I. Butorin, G.N. Piyakov // Oil-field business. – 1995. – No. 8. – P. 54–59.
9. Addition to the technological scheme of development of the East Perevalny field. – JSC RITEK, 2009.
10. Addition to the technological scheme of development of the East Perevalny field. – JSC RITEK, 2012.
11. Addition to the technological scheme of development of the East Perevalny field. – Tyumen : KogalymNIPIneft LLC LUKOIL-Engineering branch, 2014.
12. Comparison of efficiency of the sites developed with application of water gas influence of Ach1 layer + Ach3 of the East Perevalny field with the «basic» sites developed with flooding application : The explanatory note on implementation of paragraph of the protocol No. VM-02P. – 2016.
13. Lyadova N.A. Experience of application of tertiary methods of increase in oil recovery on fields of Perm Krai / N.A. Lyadova, A.V. Raspopov, L.N. Muzhikova, etc. // Oil economy. – 2015. – No. 7. – P. 92–95.
14. Zatsepin V.V. Current state of industrial use of technologies of water gas influence / V.V. Zatsepin, R.A. Maksutow // Oil-field business. – 2009. – No. 7. – P. 13–21.
15. Latypov A.R. Methodical questions of increase in oil recovery of layers by pumping hydrocarbonic gas / A.R. Latypov, I.S. Afanasyev, V.P. Zakharov, T.A. Ismagilov // Oil economy. – 2007. – No. 11. – P. 28–31.
16. Vankov A.A. Experience of industrial realization of technology of water gas influence with pumping water gas mix in layer / A.A. Vankov, R.G. Nurgaliyev, Yu.A. Chervin, V.V. Zatsepin // Oil-field business. – 2007. – No. 3. – P. 10–13.



17. Methodical application guide of gas and water gas methods of impact on oil layers. – М. : Ministry of the oil and gas industry of the USSR, 1991. – 244 p.
18. Application guide of technology of water gas impact on oil layers: RD 39R-05753520-1125-94. – Tomsk : TomskNIPIneft, 1994. – 82 p.
19. Vafin T.R. About assessment of extreme volumes of gas in water gas mix / T.R. Vafin, M.S. Zaripov, R.H. Gilmanova, I.Sh. Shchekaturova // Oil-field business. – 2015. – No. 9. – P. 11–17.
20. Vafin R.V. Management of efficiency of water gas influence according to trade data / R.V. Vafin, T.R. Vafin, M.S. Zaripov, I.Sh. Shchekaturova // Oil-field business. – 2015. – No. 8. – P. 26–31.
21. Kazakov K.V. An algorithm for management of water gas impact on layer / K.V. Kazakov, K.A. Bravichev // Oil-field business. – 2015. – No. 12. – P. 46–52.