

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-95-103

УДК 622.245.3+4, 622.276

А.П. Чижов (ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **В.Е. Андреев, К.Ш. Ямалетдинова** (ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация), **А.В. Чибисов** (ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Е.Р. Ефимов** (ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация)

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ В УСЛОВИЯХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

Aleksandr P. Chizhov (SASD «Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan», Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Vadim E. Andreev, Klara Sh. Yamaletdinova** (SASD «Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan», Ufa, Russian Federation), **Aleksandr V. Chibisov** (SASD «Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan», Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation), **Evgeniy R. Efimov** (SASD «Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan», Ufa, Russian Federation)

SYSTEM APPROACH TO WELL CONSTRUCTION DURING GAS METHODS IMPLEMENTATION UNDER CONDITIONS OF PRODUCTIVE DEPOSITS OF BASHKORTOSTAN

Введение

В настоящее время на объектах разработки Башкортостана повышенное внимание к реализации водогазового воздействия связано с большими масштабами освоения запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, в которых при традиционном заводнении значение проектного конечного коэффициента нефтеизвлечения обычно не превышает 0,3.

Background

At present, at the Bashkortostan productive formations development, increased attention to the implementation of water and gas impact is associated with large-scale development of oil reserves confined to low-permeability reservoirs, in which, with traditional flooding, the value of the design final oil recovery coefficient usually does not exceed 0.3.

© Чижов А.П., Андреев В.Е., Ямалетдинова К.Ш., Чибисов А.В., Ефимов Е.Р., 2020

Цели и задачи

Рассмотреть особенности системного подхода к технологии гидроизоляции вскрываемых пород при их бурении и заканчивании скважин, а также способы его реализации в условиях продуктивных пластов месторождений Башкортостана.

Методы

Численное моделирование процесса вытеснения газом нефти с целью определения коэффициента нефтевытеснения и концентрации вытесняющего агента.

Результаты

В результате реализации технологии системного подхода к строительству скважин в проницаемых породах открытого интервала образуется приствольный изоляционный экран толщиной до 30 мм, который устойчив при депрессиях до 0,010-0,012 МПа/м и при репрессиях до 0,018-0,025 МПа/м. Показано, что технология позволяет стабилизировать термодинамические условия строительства скважин, что положительно сказывается как на проводке и качестве крепления скважин, так и реализации различных методов воздействия на пласт. В частности, указывается на высокое влияние степени качества герметичности крепи скважин на величину эффекта от реализации газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Представлены результаты экспериментов вытеснения нефти газом в условиях моделей единичных пор. Определены особенности процесса вытеснения нефти углеводородным газом. Установлено оптимальное давление смешиваемости жидких и газообразных углеводородов в условиях модели пустотной среды. На основе результатов экспериментов предложена технология водогазового воздействия. Выполнено численное моделирование процесса вытеснения газом нефти с целью определения коэффициента нефтевытеснения и концентрации вытесняющего агента. Определено, что в результате реализации предложенной технологии в условиях пласта Д1 Туймазинского месторождения прогнозируется снижение обводненности добываемой продукции на 15-25 пунктов и повышение коэффициента извлечения нефти более, чем на 7 пунктов.

Aims and Objectives

To consider the features of a system approach to the technology of discovered rocks waterproof during their drilling and completion, as well as methods for its implementation in conditions of productive formations of the fields of Bashkortostan.

Methods

Numerical modeling of gas displacement of oil to determine oil displacement coefficient and displacing agent concentration.

Results

As a result of the implementation of the technology of a systematic approach to well construction in permeable rocks of the opened interval, a near-barrel insulating screen with a thickness of up to 30 mm is formed, which is stable under depressions up to 0.010-0.012 MPa/m and during repressions up to 0.018-0.025 MPa/m. It is shown that the technology allows to stabilize the thermodynamic conditions of well construction, which positively affects both the wiring and quality of well attachment, and the implementation of various methods of stimulating the formation. In particular, the high effect of the degree of tightness of the well support on the magnitude of the effect of the implementation of gas methods for increasing oil recovery is indicated.

The results of experiments on oil displacement by gas under the conditions of single pore models are presented. The features of the process of oil displacement by hydrocarbon gas are determined. The optimum miscibility pressure of liquid and gaseous hydrocarbons under the conditions of a model of a hollow medium was established. Based on the results of the experiments, a water-gas treatment technology was proposed. A numerical simulation of the gas displacement of oil was carried out in order to determine the oil displacement coefficient and the concentration of the displacing agent. It was determined that as a result of the implementation of the proposed technology in the D1 formation of the Tuymazinskoye field, a decrease in water cut of produced products by 15-25 points and an increase in oil recovery ratio by more than 7 points are predicted.

Ключевые слова: системный подход; гидромонитор; бурение; скважина; водогазовое воздействие; модель; нефтеотдача

Key words: systematic approach; hydraulic monitor; drilling; well; water and gas impact; model; oil recovery

На сегодняшний день повышенное внимание к реализации водогазового воздействия (ВГВ) на объектах разработки Башкортостана связано с большими масштабами освоения запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, в которых при традиционном заводнении значение проектного конечного коэффициента нефтеизвлечения обычно не превышает 0,3. Это связано с низким коэффициентом вытеснения нефти водой.

Преимущество закачки газа - в высоком коэффициенте вытеснения нефти, недостаток - в низком коэффициенте охвата воздействием. Водогазовое воздействие позволяет повысить конечную нефтеотдачу (от 6 до 10 пунктов) благодаря соединению преимуществ нагнетания различных рабочих агентов (воды и газа), т.е. обеспечиваются высокие значения коэффициента вытеснения нефти нагнетаемой смесью и повышенные значения коэффициента охвата пласта вытеснением [1-4]. В качестве объекта полигона выбран эксплуатационный объект Д1 Туймазинского месторождения, представленный терригенными коллекторами. Применение технологий ВГВ решает вопросы утилизации попутного нефтяного газа, однако их реализация предъявляет повышенные требования к герметичности крепи скважин, на которых планируется проведение этого мероприятия.

Создание герметичной крепи при строительстве скважин зависит от эффективности применяемых методов борьбы с осложнениями и качества их выполнения.

В рамках данной статьи под осложнениями понимаются гидроразрыв горных пород, газонефтепроявления, поглощения, межпластовые перетоки, обвалообразования и т.п.

При проведении работ наибольшие затраты материально-технических средств (до 4-8 %) общего баланса затрат на бурение скважин в нефтегазодобывающей отрасли и времени (до 22-23 %) связаны с мероприятиями по борьбе с поглощениями тампонажных и буровых растворов [5-7].

Для снижения негативного воздействия осложнений на процессы строительства скважины используют различные методы и

технологические способы: регулирование подачи буровых насосов, изменение параметров тампонажных и буровых растворов, концентраций закупоривающих наполнителей, закачивание вязкоупругих систем (ВУС), глинистых растворов, высокоструктурированных паст и паст-пробок, цементных, полимерцементных и гелецементных смесей и т.п. Но все эти технологические приемы и методы, при явном различии, характеризуются низкой эффективностью проводимых работ (результативность на уровне 20-50 %) и качеством изоляционных мероприятий.

Сложившаяся ситуация в этой области объясняется неразработанностью методов и технологических приемов, отсутствием системного подхода к решению этих сложных проблем как с теоретической, так и с практической стороны борьбы с поглощениями [5].

Системный подход в методах изоляции поглощающих интервалов методически включает в себя несколько взаимосвязанных этапов работ, которые могут быть представлены в виде схемы.

Схематично на рисунке 1 представлена такая системная организация при выполнении изоляционных работ в условиях гидравлически совершенных режимов закачки тампонажных растворов в призабойную зону интервала поглощающих пластов.

Рассмотрим детальнее второй этап реализации системной организации и выполнения изоляционных работ, а точнее механизмы изоляции поглощающих интервалов гидромониторными струями буровых растворов.

Восстановление герметичности в условиях аномально низких (АНПД) и высоких пластовых давлений (АВПД) осуществляется путем обработки вскрываемой толщи проницаемых пород гидромониторными струями глинистых буровых растворов.

Технология гидромеханического упрочнения ствола методически базируется на одновременности (синхронности) процессов бурения и обработки гидромониторными струями бурового раствора стенки скважины.

В результате совмещения этих процессов формируется приствольный гидроизолирующий экран [5, 7].

<i>Этап I</i>	<i>Этап II</i>	<i>Этап III</i>	<i>Этап IV</i>	<i>Этап V</i>
<p><i>Оценка</i> гидродинамического состояния скважины и геологических параметров поглощающего пласта ($H_k, h_{ин}, P_{пл.}, h_{ст}, h_d, T_{пл}, K$)</p>	<p><i>Обоснование</i> механизма изоляции поглощения или их комбинации (коагуляционное структурообразование, кристаллизационное твердение, эффекты расклинивающего давления)</p>	<p><i>Выбор</i> типа, свойств тампонажных смесей, <i>расчет</i> требуемого объема</p>	<p><i>Расчет</i> параметров режимов гидроизоляции поглощающего пласта, <i>подбор</i> схемы реализации технологии производства работ (заливочные трубы, открытый ствол, разобщающие устройства Q, P, T)</p>	<p><i>Контроль и регулирование</i> режима тампонирующего поглощающего пласта ($K_{дин.}, \delta, Q, P, T$)</p>

H_k - глубина кровли пласта; $h_{ин}$ - толщина проницаемых пород;
 $P_{пл}$ - пластовое давление; $h_{ст}$ - глубина статического уровня жидкости в скважине;
 h_d - глубина динамического уровня; $T_{пл}$ - пластовая температура;
 Q - расход жидкости; K - коэффициент приемистости проницаемого пласта;
 P - давление нагнетания; T - время нагнетания тампонажной смеси;
 $K_{дин.}$ - коэффициент динамической приемистости поглощения;
 δ - коэффициент гидравлического совершенства режима нагнетания тампонажной смеси

Рисунок 1. Блок-схема реализации системной организации и выполнения изоляционных работ

Образование экрана осуществляется под действием кинетической энергии гидромониторной струи бурового раствора, которая впоследствии преобразуется в низкочастотные, высокоамплитудные импульсы давлений. Процесс формирования гидроизолирующего экрана происходит при следующих технологических параметрах: время контакта струи (пятна струи) со стенкой скважины (горными породами) 0,012-0,017 с, сила динамического удара гидромониторной струи о стенку скважины (горные породы, в т.ч. и проницаемые) - 0,05-0,40 т, кратковременный разогрев кольматирующего вещества до 400-600 °С (расчётные значения).

Возможно создание изоляционного экрана и на уже пробуренных без применения данной технологии скважинах.

Технология создания экрана в этих условиях подразумевает: на подготовительном этапе - удаление части обсадной колонны и цементного кольца до вскрытой горной породы; на основном этапе - создание экрана путем спуска гидромониторного устройства и обработка стенок скважины (вскрытых бурением интервала горных пород) буровыми растворами; на заключительном этапе - освоение скважины (при необходимости реперфорация интервала) и пуск в эксплуатацию.

Образовавшийся гидроизолирующий экран и в первом, и во втором случаях характеризуются одинаковыми (близкими) параметрами: толщина глинистой корки на стенке скважины (адгезионный глинистый слой) - около 2-3 мм; глубина проникновения кольматационного материала в горную породу не

более 30 мм (в среднем 10-20 мм); изоляционный экран устойчив (непроницаем) при депрессиях до 0,010-0,012 МПа/м и при репрессиях до 0,018-0,025 МПа/м.

Анализ результатов промысловых испытаний и промышленного внедрения технологии в горнотехнических условиях месторождений Волго-Урала и Западной Сибири показал, что гидромеханическое упрочнение ствола и создание изоляционного экрана блокируют гидравлическую связь между технологическими жидкостями, находящимися в скважине, и пластовыми флюидами вскрытых интервалов горных пород. Это позволяет стабилизировать термодинамические условия бурения и минимизировать, а иногда и, исключить осложнения, нарушающие технологию строительства скважины [7].

В процессе бурения скважин технология гидромеханического упрочнения позволяет реализовать несколько технологических эффектов, влияющих на качественные и технико-экономические параметры бурения и заканчивания скважин. Реализация технологии:

- создает оптимальные гидравлические условия для бурения, цементирования обсадных колонн;
- предупреждает (ликвидирует) осложнения при бурении, а при поглощениях жидкости высокой интенсивности создает благоприятные условия для ликвидации этого осложнения;
- позволяет кратно снизить затраты времени и материально-технических средств на бурение и крепление скважин;
- благодаря созданному экрану сохраняет исходные свойства тампонажных растворов - камня;
- повышает время эксплуатации крепи и её герметичность;
- защищает от коррозионного поражения обсадные трубы и тампонажный камень;
- существенно (в 1,6-2,3 раза) повышает эффективность применяемых технологий капитального ремонта скважин и методов повышения нефтеотдачи пластов, особенно, основанных на газовом воздействии на остаточные запасы нефти.

В этой связи дальнейшие как теоретические, так экспериментальные исследования проводились с учетом герметичности крепи скважин, участвующих при реализации водогазового воздействия.

В результате обработки экспериментальных исследований на капиллярной установке между жидкими и газообразными углеводородами выявлена зависимость изменения толщины жидкости, которая в эксперименте представляла собой пленку, и угла смачивания поверхности капилляра. Определено оптимальное давление смешиваемости жидких и газообразных углеводородов в условиях модели единичной поры пустотной среды.

Эксперименты позволили установить, что в условиях смешиваемости вытесняющего агента с нефтью происходит разрушение бронирующих оболочек диспергированной воды. Увеличение давления в системе подтвердило результаты ранее проводившихся исследований [8-11], которое приводит к росту размера переходной зоны, а также к увеличению интенсивности фазовых превращений. Установлено различие в закономерностях изменения скоростей движения контактов вытесняемого и вытесняющего флюидов от соотношения радиусов капилляров в модели двухслойной пористой среды и давления в системе (вытеснения). Соотношения радиусов пор соответствовали низкопроницаемой и высокопроницаемой зонам продуктивного коллектора Туймазинского месторождения (геологические условия наиболее полно отвечают критериям применимости метода) и изменялись в пределах от 0,03 до 0,20 мм, создаваемое давление в системе варьировалось от 4,0 до 20,0 МПа. Особенность динамики движения флюидов заключается в росте скорости движения фронта вытеснения на начальных этапах вытеснения, что связывается с увеличением давления в системе в целом. При достижении некоего максимума скорость вытеснения начинает уменьшаться, стабилизируясь в высокопроницаемом капилляре, а в низкопроницаемом коллекторе (капилляре) скорость фронта вытеснения снижается, иногда до нулевых значений.

Выполненные эксперименты показали, что вытеснение нефти газом в условиях Туймазинского месторождения может дать положительный результат при условии герметичности крепи скважин и соответствующего регулирования процесса нагнетания газа с целью выравнивания фронтов вытеснения из высоко- и низкопроницаемых прослоев продуктивных пластов.

На основе проведенных теоретических и экспериментальных исследований разработаны технология и способы реализации водогазового воздействия на продуктивные пласты месторождений Башкортостана, позволяющие обеспечивать реализацию довытеснения остаточной нефти и повышение коэффициента охвата пластов процессами нефтеизвлечения за счет упругих сил продуктивных пластов.

Предлагаемая технология ВГВ представляет собой закачку водогазовой смеси, которая осуществляется в два этапа. На первом этапе производится закачка водогазовых смесей в непрерывном режиме. На втором этапе – циклическая закачка водогазовых смесей. В качестве агентов воздействия используются пластовая (подтоварная) вода, поверхностно-активное вещество (устойчивое к солям пластовой воды), углеводородный (попутный) газ.

Вывод

В результате реализации предлагаемой технологии и комплексности воздействия на вытеснение нефти закачиваемым агентом, охват вытеснением и заводнением, в том числе благодаря упругим силам работы пластов, будет получено существенное повышение (некоторые исследователи называют такой эффект синергетическим) коэффициента извлечения остаточных запасов нефти. В результате применения предлагаемой технологии ВГВ в условиях исследуемого пласта Д1 Туймазинского месторождения прогнозируются снижение обводненности добываемой продукции на 15–25 пунктов и повышение коэффициента извлечения нефти на 7,73 пункта.

При положительных результатах предлагаемых опытно-промышленных работ возможно тиражирование усовершенствованных технологий водогазового воздействия и создания гидроизолирующего экрана на другие объекты разработки месторождений Республики Башкортостан, характеризующихся высокой расчлененностью, проницаемостной неоднородностью пластов, с целью повышения эффективности вытеснения остаточной нефти из низко проницаемой части разреза и снижения обводненности добываемой продукции.

Список литературы

1. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты // Нефтепромысловое дело. 1995. № 8-10. С. 54-59.
2. Пияков Т.Н., Хисамутдинов Н.И., Макатров А.К., Салихов М.Р. К вопросу обоснования коэффициента охвата при водогазовом воздействии на нефтяную залежь // Нефтепромысловое дело. 2009. № 5. С. 16-23.
3. Курапова И.Г., Кожин В.Н., Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Сарваретдинов Р.Г. Об интенсификации вытеснения нефти из пласта А3 Якушкинского месторождения водогазовым воздействием // Нефтепромысловое дело. 2009. № 11. С. 27-30.
4. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П.

References

1. Butorin O.I., Piyakov G.N. Obobshchenie eksperimental'nykh issledovaniy po opredeleniyu effektivnosti primeneniya gazovogo i vodogazovogo vozdeistviya na plasty [Generalization of Experimental Studies to Determine the Effectiveness of the use of Gas and Water-Gas Stimulation]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 1995, No. 8-10, pp. 54-59. [in Russian].
2. Piyakov T.N., Khisamutdinov N.I., Makatrov A.K., Salikhov M.R. K voprosu obosnovaniya koeffitsienta okhvata pri vodogazovom vozdeistvii na neftyanuyu zalezh' [To Question of Motivation of Sweep Efficiency Water-Gas Influence on Oil Field]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2009, No. 5, pp. 16-23. [in Russian].
3. Kurapova I.G., Kozhin V.N., Vladimirov I.V., Khisamutdinov N.I., Sarvaretdinov R.G. Ob

Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты // Территория «Нефтегаз». 2006. № 2. С. 54-59.

5. Поляков В.Н., Зейгман Ю.В., Котенев Ю.А., Мухаметшин В.В., Султанов Ш.Х., Чижов А.П. Системное решение технологических проблем заканчивания строительства скважин // Нанотехнологии в строительстве. 2018. Т. 10. № 1. С. 72-87. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-1-72-87.

6. Поляков В.Н., Ишбаев Г.Г., Гилаев Г.Г., Яхшибеков Ф.Р., Чижов А.П., Аверьянов А.П. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 12. С. 13-18. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-12-13-18.

7. Поляков В.Н., Андреев В.Е., Чижов А.П., Аверьянов А.П., Постников С.А. Системное совершенствование и развитие технологии бурения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. № 1. С. 4-6.

8. Кошовкин И.Н., Анурьев Д.А., Дейнеженко А.Л. Анализ неопределенностей при моделировании водогазового воздействия на нефтяной пласт с применением нейронных сетей // Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 316. № 1. С. 113-118.

9. Ямалетдинова К.Ш. Разработка научных основ и способов освоения трудноизвлекаемых запасов в режиме смешивающегося вытеснения: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа: 2006. 352 с.

10. Ямалетдинова К.Ш., Хусаинов И.А. Определение коэффициента диффузии газообразных углеводородов в жидкости // Матер. науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов предприятий нефтяной и газовой промышленности. Шевченко: КазНИИнефть, 1987. С. 3-4.

11. Ямалетдинова К.Ш., Газизова Х.А., Дегтярев Н.М. О снижении влияния реологических свойств эмульсий в нефтяном пласте // Всесоюзное совещания по исследованию реологии нефти: тез. докл. М., 1987. С. 37-38.

intensifikatsii vytesneniya nefi iz plasta A3 Yakushkinskogo mestorozhdeniya vodogazovym vozdeistviem [Oil Replacement Intensification out of A3 Formation of Yakushinsky Oil Field]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2009, No. 11, pp. 27-30. [in Russian].

4. Drozdov A.N., Egorov Yu.A., Telkov V.P. Tekhnologiya i tekhnika vodogazovogo vozdeistviya na nefyanye plasty [Technology and Technique of Water-Gas Effects on Oil Reservoirs]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2006, No. 2, pp. 54-59. [in Russian].

5. Polyakov V.N., Zeigman Yu.V., Kotenev Yu.A., Mukhametshin V.V., Sultanov Sh.Kh., Chizhov A.P. Sistemnoe reshenie tekhnologicheskikh problem zakanchivaniya stroitel'stva skvazhin [System Solution for Technological Problems of Well Construction Completion]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve - Nanotechnologies in Construction*, 2018, Vol. 10, No. 1, pp. 72-87. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-1-72-87. [in Russian].

6. Polyakov V.N., Ishbaev G.G., Gilaev G.G., Yakhshibekov F.R., Chizhov A.P., Aver'yanov A.P. Opyt i rezul'taty sistemnogo sovershenstvovaniya traditsionnykh tekhnologii stroitel'stva nefyanykh i gazovykh skvazhin [Experience and Results of Systematic Improvement of Traditional Technologies for Oil and Gas Well Construction]. *Stroitel'stvo nefyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Construction of Oil and Gas Wells on-Land and off-Shore*, 2018, No. 12, pp. 13-18. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-12-13-18. [in Russian].

7. Polyakov V.N., Andreev V.E., Chizhov A.P., Aver'yanov A.P., Postnikov S.A. Sistemnoe sovershenstvovanie i razvitie tekhnologii bureniya i ekspluatatsii nefyanykh i gazovykh skvazhin [System Improvement and Development of the Technology Applied when Drilling and Operation of Oil and Gas Wells]. *Stroitel'stvo nefyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Construction of Oil and Gas Wells on-Land and off-Shore*, 2017, No. 1, pp. 4-6. [in Russian].

8. Koshovkin I.N., Anurev D.A., Deinezenko A.L. Analiz neopredelennosti pri modelirovani vodogazovogo vozdeistviya na nefyanoi plast s primeneniem neironnykh setei [Analysis of Uncertainties in Modeling Water-Gas Effects on an Oil Reservoir Using Neural Networks]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, Vol. 316, No. 1, pp. 113-118. [in Russian].

9. Yamaletdinova K.Sh. *Razrabotka nauchnykh osnov i sposobov osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov v rezhime smeshivayushchegosya vytesneniya: dis. d-ra tekhn. nauk* [Development of Scientific Foundations and Methods for Developing Hard-to-Recover Reserves in the Mode of Miscible Displacement: Doc. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2006. 352 p. [in Russian].

10. Yamaletdinova K.Sh., Khusainov I.A. Opredelenie koeffitsienta diffuzii gazoobraznykh uglevodородov v zhidkosti [Determination of the Diffusion Coefficient of Gaseous Hydrocarbons in a Liquid]. *Materialy nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*

molodykh uchenykh i spetsialistov predpriyatii neftyanoi i gazovoi promyshlennosti [Materials of the Scientific and Technical Conference of Young Scientists and Specialists of the Oil and Gas Industry]. Shevchenko, KazNIlneft' Publ., 1987, pp. 3-4. [in Russian].

11. Yamaletdinova K.Sh., Gazizova Kh.A., Degtyarev N.M. O snizhenii vliyaniya reologicheskikh svoystv emul'sii v neftyanom plaste [On Reducing the Influence of the Rheological Properties of Emulsions in the Oil Reservoir]. *Tezisy dokladov Vsesoyuznogo soveshchaniya po issledovaniyu reologii nefti* [Abstracts of the All-Union Meeting on the Study of Oil Rheology]. Moscow, 1987, pp. 37-38. [in Russian].

Авторы

• Чижов Александр Петрович, канд. техн. наук, доцент
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовых технологий
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: chizhovap@isi-rb.ru

• Андреев Вадим Евгеньевич, д-р техн. наук, профессор
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Заведующий лабораторией нефтегазовых технологий
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129
e-mail: andreevve@isi-rb.ru

• Ямалетдинова Клара Шаиховна, д-р техн. наук
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовых технологий
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129
e-mail: yamaletdinovaks@isi-rb.ru

The Authors

• Chizhov Aleksandr P., Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor
Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Leading Researcher of Oil and Gas Technology Laboratory
129, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas Field Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: chizhovap@isi-rb.ru

• Andreev Vadim E., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Head of Oil and Gas Technology Laboratory
129, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
e-mail: andreevve@isi-rb.ru

• Yamaletdinova Klara Sh., Doctor of Engineering Sciences
Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Chief Researcher of Oil and Gas Technology Laboratory
129, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
e-mail: yamaletdinovaks@isi-rb.ru

• Чибисов Александр Вячеславович, канд. техн. наук
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовых технологий
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: chibisovav@isi-rb.ru

• Chibisov Aleksandr V., Candidate of Engineering Sciences
Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Leading Researcher of Oil and Gas Technology Laboratory
129, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas Field Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: chibisovav@isi-rb.ru

• Ефимов Евгений Романович
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Младший научный сотрудник лаборатории нефтегазовых технологий
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129
e-mail: efimovEV@isi-rb.ru

• Efimov Evgeniy R.
Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Junior Researcher of Oil and Gas Technology Laboratory
129, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
e-mail: efimovEV@isi-rb.ru