

ДИСКУССИОННАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.49-54>

УДК 622.276

Об особенностях разработки месторождений фундамента

С.Н. Закиров, В.К. Утопленников, Э.С. Закиров**Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

Статья посвящена вопросам исследования и разработки месторождений в гранитоидных коллекторах. За основу принимается анализ разработки уникального месторождения Белый Тигр. Положительный и негативный опыт разработки данного месторождения заслуживает внимания, например, для месторождений фундамента Тимано-Печорской и других нефтегазоносных провинций. Особое внимание уделяется геолого-геофизическим, флюидалным исследованиям скважин, результатам эксплуатации скважин и залежей в целом. Немалые сложности образуются при создании 3D геолого-гидродинамических моделей залежей в гранитоидных коллекторах. В результате возникают потребности в новых лабораторных и скважинных исследованиях и создании лабораторного и иного оборудования. Делается вывод о том, что для исследований и разработки месторождений с гранитоидными коллекторами, опыта разработки традиционных месторождений недостаточно. Предлагается ряд соответствующих рекомендаций.

Ключевые слова: месторождения нефти и газа фундамента, гранитоидные коллектора, особенности геологии и разработки, исследования скважин и пластов, компьютерное моделирование

Для цитирования: Закиров С.Н., Утопленников В.К., Закиров Э.С. (2019). Об особенностях разработки месторождений фундамента. *Георесурсы*, 21(4), с. 49-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.49-54>

Одно из наиболее перспективных направлений поиска и разведки месторождений нефти и газа связано с фундаментом. Широко известен многолетний успешный опыт добычи нефти из месторождения Белый Тигр в гранитоидном фундаменте на шельфе Вьетнама. Длительное время (более 30 лет) данное месторождение обеспечивает Вьетнам высокими объемами добычи нефти. До 90 % добычи нефти производится из фундамента. Однако, эксплуатация данного месторождения перед научной общественностью нефтегазового профиля поставила целый ряд проблем. Статья посвящена рассмотрению соответствующих задач с точки зрения разработки новых, по проблемности, залежей нефти и газа.

Фундамент месторождения Белый Тигр в пределах центральной зоны поднятий Меконгской впадины имеет докайназойский (Т-Ј-Сг) возраст (Утопленников и др., 2005). Он сложен различными плутоническими породами, в основном гранитоидного состава, и подразделен на три разновозрастных комплекса: Хон-Хоай – поздний триас, Дин-Куан – поздняя юра, Ка-На – поздний мел. Комплекс Ка-На, являясь наиболее продуктивным, представлен преимущественно гранитами. Он слагает практически полностью центральный свод месторождения и отдельные блоки северного и южного свода. Граниты комплекса Ка-На подпирают, а в отдельных блоках прорывают отложения более ранних комплексов Хон-Хоай и Дин-Куан. Они являются фрагментами островных дуг, палеосубдукционных и палеорифтовых зон.

Для России заслуживает внимания фундамент Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, т.к. несмотря на разный возраст консолидации он имеет много общего с фундаментом Меконгской впадины на Зондском шельфе

Вьетнама по составу слагающих их формаций, истории геологического развития и тектонического строения.

Возраст фундамента Тимано-Печорской плиты большинством исследователей определен как байкальский (V-R). Наибольший интерес для поиска залежей углеводородов представляют гранитоидные массивы, образующие крупные волнообразные поднятия, представляющие фрагменты островных дуг, микроконтинентов и рифтов (Утопленников и др., 2019).

Если ожидаемые открытия залежей нефти в фундаменте будут относиться к гранитоидам, то следует ожидать крайне ограниченных зон притока нефти к стволу скважины, связанных с трещинами (как естественного происхождения, так и техногенного). Обычными методами геофизических исследований скважин (ГИС) такие зоны выделить проблематично. Необходимо адаптировать методы ГИС для новых возможных ситуаций.

Кроме того, требуется совершенствование методов картирования залежей нефти и газа как по площади, так и по разрезу. Крайне необходим прогноз фильтрационно-емкостных свойств пласта, с учетом вещественного состава и напряженно-деформированного состояния горных пород.

Докомпьютерная эра выявила некорректности методологии лабораторных экспериментов терригенных коллекторов, а, следовательно, подсчета запасов, результатов 3D компьютерного моделирования и создания новых технологий разработки (Закиров и др., 2007б; Закиров и др., 2008б; Закиров и др., 2012). Тем не менее, докомпьютерная методология исследований, в области физики и петрофизики, лабораторных исследований, геофизических и гидродинамических исследований скважин, не претерпела существенных изменений. Методология исследований докомпьютерной эры получила название Концепции абсолютного порового пространства (Концепция АПП). Методология исследований для компьютерной эпохи (начавшейся в 2000 году) получила название Концепции

* Ответственный автор: Владимир Константинович Утопленников
E-mail: vutoplennikov@ipng.ru

© 2019 Коллектив авторов

эффективного порового пространства (Концепция ЭПП) (Закиров и др., 2007б; Закиров и др., 2008б; Закиров и др., 2012; Закиров и др., 2006).

Основы Концепции ЭПП были доложены и обсуждены на расширенном заседании Центральной комиссии по разработке (ЦКР Роснедра) (Закиров и др., 2006). На заседании ЦКР Роснедра Концепция ЭПП была одобрена следующим пунктом: Признать необходимость перехода на составление 3D геологической и гидродинамической моделей продуктивных пластов на основе Концепции эффективного порового пространства (С заседания Центральной комиссии..., 2006).

Приводимый экскурс в прошлое вынужденно дается потому, что Концепция ЭПП до сих пор не вошла в жизнедеятельность отечественной нефтегазовой отрасли. Хотя Концепция ЭПП позволила создавать новые технологии разработки месторождений, которые не могли быть созданы при ориентации на отжившую Концепцию АПП. В качестве примера сошлемся на статьи (Закиров и др., 1988; Кусанов, 2011) об эффективной для карбонатных коллекторов технологии одного из авторов данной статьи. В статье (Закиров и др., 1988) излагается новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса. Эта технология была эффективно реализована на уникальном Карачаганакском месторождении. Она создана благодаря идеям Концепции ЭПП. Такая технология разработки не могла быть создана, а значит и реализована, если следовать Концепции АПП.

О Концепции ЭПП, о технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса в данной работе говорится потому, что несмотря на признание ЦКР Роснедра, они до сих пор не получили повсеместной реализации даже на традиционных нефтяных месторождениях. В частности, сошлемся на статью (Закиров и др., 2007а), посвященную новой, никем не реализованной, технологии вертикально-латерального заводнения на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений.

Авторы приводимые отклонения дают потому, чтобы не допускались впредь приводимые и иные примеры на предстоящих более сложных для разработки месторождениях. Не отрицаем также, что для преодоления соответствующих проблем потребуются разнообразные лабораторные и промысловые исследования по внедрению новой, адекватной Концепции эффективного порового пространства (вместо нереалистичной Концепции абсолютного порового пространства).

В случае коллекторов фундамента отбор представительных глубинных проб нефти следует производить при минимальных депрессиях. На основе их исследования осуществлять прогноз изменения состава нефти с глубиной. Соответствующие работы необходимы для построения максимально точной флюидальной модели залежи. Погрешности прогноза только этой модели могут иметь необратимые последствия с точки зрения дальнейшей добычи нефти. Так как выделение дополнительной фазы при снижении давления с последующим ее растворением в процессе повышения давления не является равновесным процессом на всех этапах рассматриваемого процесса. Описывать уравнениями локального термодинамического равновесия данные процессы не удастся (Лобанова, Индрупский, 2012).

К счастью, применительно к месторождению Белый Тигр вопроса с флюидальной моделью практически не возникает. Но при переходе на менее проницаемые коллектора потенциально возможны серьезные проблемы с качественным отбором глубинных проб нефти хотя бы из-за явления адсорбции компонентов нефти на поверхности породы (Щербяк и др., 2017). При отборе пробы возможен захват свободных компонентов нефти. Поэтому сам процесс отбора может вносить ошибки в оценку состава нефти. Отдельную проблему представляет собой требование сохранения условий природного состояния, т.к. однократное разгазирование способно нарушить строение жидкой фазы вследствие выпадения смол и парафинов.

К вопросу отбора проб тесно примыкает проблема определения фильтрационно-емкостных параметров слагающих горных пород в лабораторных условиях. Применительно к залежам фундамента имеет смысл отказаться от многочисленных лабораторных экспериментов и перейти к определению свойств пласта в условиях естественного залегания. Для этого напрашивается проведение специализированных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). В пределе, кроме традиционно определяемых параметров, при комплексировании ГДИС с ГИС возможно дифференцированное определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вдоль траектории скважины, с одновременной оценкой ФЕС и динамических параметров многофазной фильтрации, включая кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и функции капиллярного давления. Соответствующие методы для терригенных коллекторов отражены, например, в (Закиров и др., 2003; Индрупский и др., 2008; Закиров и др., 2008а). Важно, что при этом преодолевается проблема практической невозможности определения трехфазных функций относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях. Вместо этого соответствующие зависимости достоверно определяются на масштабе пласта.

Рассматриваемая проблема особенно важна для 3D компьютерного моделирования, т.к. при построении 3D модели приходится комплексировать разноразмерные данные, относящиеся к различным характерным пространственным шагам. Допустим, на самом нижнем уровне (отвечающем самому мелкому пространственному шагу) используются одни уравнения. И гидродинамик хочет перенести измеряемые параметры на больший, более грубый масштаб, фактически выполняя процедуру апскейлинга. Будут ли на большем масштабе выполняться те же самые уравнения? Ответ отрицательный (Закиров, 2007). Оказывается, что при переходе с масштаба на масштаб решаемый тип уравнений меняет свой вид. Появляются дополнительные слагаемые, требующие своего адекватного определения.

Но применительно к масштабированию в нефтегазовой отрасли задача несколько упрощается. Необходимо правильно пересчитать абсолютную фазовую проницаемость, осознавая, что при переходе с масштаба на масштаб матрица тензора абсолютной проницаемости полностью заполняется. Зато применительно к фазовым проницаемостям справедлива следующая замечательная теорема: если в 3D геологической модели всем ячейкам модели приписана одна кривая ОФП, определенная, например, на керне, то никакого масштабирования ОФП производить не

требуется. Наилучшее совпадение результатов расчетов на 3D гидродинамической модели по сравнению с моделированием на 3D геологической модели будет получено без какого-либо масштабирования функций ОФП.

Тем самым, если функции ОФП определять в результате исследования скважин, то этап масштабирования преодолевается за счет определения ОФП на масштабе пласта. В этом смысле определение ОФП на основе цифрового ядра никак проблему масштаба не преодолевает. Это интересное занятие для сервисных компаний и математиков, но никакого отношения к проблемам разработки не имеет.

В теории и практике разработки традиционных месторождений нефти и газа давно были выявлены деформационные процессы в терригенных коллекторах (Стрижов, Ходанович, 1946). Поэтому возникла потребность в соответствующем лабораторном оборудовании и методиках экспериментов. Требуемое оборудование и методики исследований были разработаны американским профессором (Fatt, 1958). До настоящего времени именно его идеи использовались и применялись в соответствующих лабораторных экспериментах.

К сожалению, методика Фетта страдает отсутствием учета пластовых условий при исследовании деформационных процессов. Одним из авторов статьи создана и реализована реалистичная методология проведения деформационных исследований в терригенных коллекторах. Соответствующие эксперименты доказали необходимость проведения деформационных экспериментов только при учете естественных пластовых условий (Закиров, 1998).

Примеры результатов исследований естественных деформационных процессов показаны на рис. 1-3. На трех образцах ядра осуществлялись эксперименты по снижению и восстановлению внутрислоевого давления (эксперименты проводились в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина). Очевидно, что приводимые результаты никак не согласуются с традиционными.

К сожалению, до сего дня отсутствуют и оборудование, и методология проведения исследований деформационных процессов в карбонатных и гранитоидных, трещиноватых коллекторах. А ведь именно с ними придется

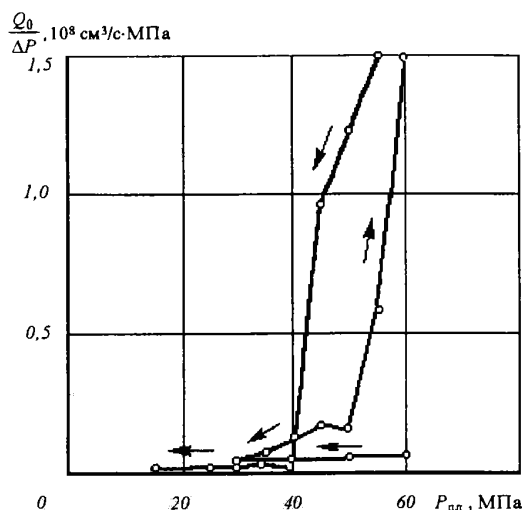


Рис. 1. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрислоевого (пластового) давления для ядра №298 (скв. №8 месторождения Тенгиз)

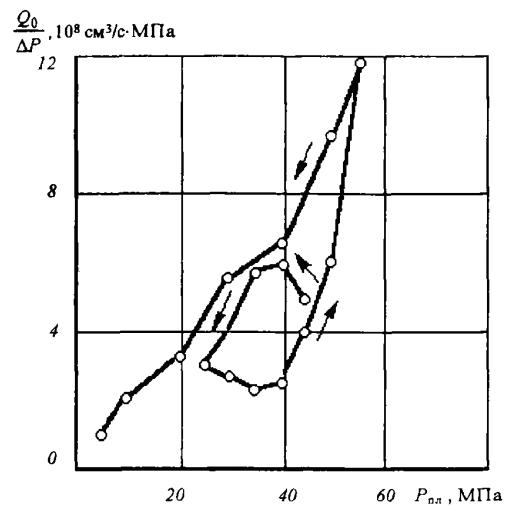


Рис. 2. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрислоевого (пластового) давления для ядра №150 (скв. №8 месторождения Тенгиз)

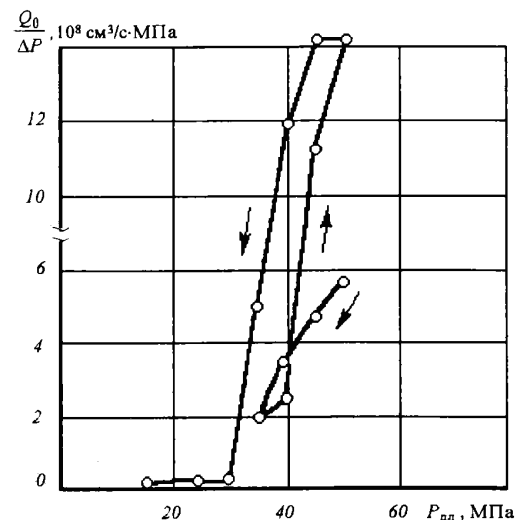


Рис. 3. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрислоевого (пластового) давления для ядра №150 (перпендикулярно напластованию, скв. №8 месторождения Тенгиз)

иметь дело при исследовательских экспериментах, проектировании и разработке реальных месторождений, с “новыми” свойствами и параметрами. Об этом говорят и начатые авторами пробные лабораторные исследования.

Так что наука и техника крайне нуждаются в исследованиях при разработке месторождений фундамента. В статье не затронута проблема технического вооружения разведочных и эксплуатационных работ. На сегодня даже применительно к традиционным месторождениям не пригодными являются техника и технология опробования, заканчивания, испытания и ликвидации добывающих, нагнетательных, поисковых, разведочных, наблюдательных скважин (Закиров и др, 2016а; Закиров и др, 2016б). Озабоченность авторов и соображения по выходу из серьезных экологических проблем никем не учитываются и не решаются. Соответствующие проблемы, образно говоря, необходимо предусматривать и решать заблаговременно даже касательно традиционных месторождений.

Достоверное определение флюидальных контактов крайне необходимо. Отсутствие начального ВНК на ме-

сторождении Белый Тигр и зональное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта книзу, связанное с пересечением тектонических нарушений, предопределило распределение нагнетательных скважин по вертикали. Невозможность эксплуатировать глубокие добывающие скважины с приемлемым дебитом вынуждает их превращение в нагнетательные. В результате система разработки сформировалась, не исходя из научных представлений, а благодаря особенностям геологического строения. К счастью, на практике была реализована эффективная система с вытеснением нефти на основе гидродинамической модели снизу-вверх с учетом особенностей строения субдукционно-обдукционной модели.

Однако имеющаяся система поддержания пластового давления в ряде случаев оказалась недостаточно эффективной. Имелся ряд нагнетательных скважин-миллионников с накопленным объемом закачки в миллионы кубических метров воды. Закачка воды в эти скважины мало эффективна, т.к. в режиме сообщаемости трещиновато-кавернозных зон разломов, вода поступает от таких нагнетательных скважин к добывающим, не осуществляя полезную работу по вытеснению нефти.

Запасы месторождения даже в пределах разрабатываемых блоков месторождения Белый Тигр подвергались пересмотру несколько раз. Всегда в сторону увеличения. Из теории решения обратных задач известно, что первым параметром, определяемым достаточно уверенно по данным истории разработки, является дренируемый поровый объем. Поэтому следует снять ограничение на величины запасов нефти в 3D геологических и гидродинамических моделях и не привязывать их к подсчету запасов. Искусственное удержание запасов на заранее фиксированных уровнях приводит к существенному искажению строения 3D модели. Опыт последнего времени говорит о том, что понятие запасов нефти и газа даже при грамотных оценках не являются незыблемыми. Это связано с глубинными подтоками нефти и газа. Негатив с запасами возникает и за счет разгерметизации скважин и оборуования.

Адаптация истории разработки в автоматизированном режиме эффективна только при наличии фактической информации о дебитах компонентов и давлениях в скважинах. Если этих параметров нет, то никакая тонкая настройка 3D модели не возможна. Поэтому на месторождениях фундамента следует максимально усилить контроль за разработкой. Желательно перейти на использование интеллектуальных скважин с применением всевозможных датчиков, с поинтервальным управлением притока к добывающим скважинам и контролем зон закачки в нагнетательные скважины. Тогда информация о протекающих в процессах в объемах залежи будет непрерывно накапливаться в 3D гидродинамических моделях за счет ассимиляции данных замеров. Желательно, чтобы при адаптации не нарушались принципы 3D геологического моделирования (Zakirov et al., 2014).

На основе уточненной модели залежи возможно автоматизированное управление эксплуатацией добывающих и нагнетательных скважин с учетом ограничений эксплуатации наземного оборудования, включая лимитирующие параметры пропускной способности трубопроводов (Закиров, 2000; Закиров, Закиров, 1997).

В результате разработка месторождений фундамента станет более эффективной и адаптируемой к условиям протекающих в пласте процессов. Будет возможно управлять разработкой в замкнутом цикле, на основе постоянно действующей 3D модели залежи (Zakirov et al., 2015).

Система разработки должна быть сформирована таким образом, чтобы допускать ее адаптивность к изменяющимся пластовым условиям. Она также должна обеспечивать информативность за счет проведения замеров косвенных параметров, доразведку и уточненное расположение уплотняющих скважин и новых поисково-оценочных скважин с максимально возможным углублением в тело фундамента и учетом геологической модели его строения. Но главное – за счет правильно организованной системы поддержания пластового давления осуществлять эффективное вытеснение нефти к добывающим скважинам, с максимальным охватом пустотного пространства заводнением (Закиров и др., 2002).

Основной вывод из сказанного состоит в следующем. Нефтегазовое недропользование недостаточно подготовлено к научно-обоснованным, экологически чистым технологиям добычи нефти и газа из сложнейших по геологическим условиям месторождений фундамента.

Финансирование

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (темы «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9) и (Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований)», № АААА-А19-119022090096-5).

Литература

- Закиров И.С., Закиров Э.С. (1997). Регулирование разработки месторождений природных углеводородов. *Газовая промышленность*, 7, с. 68-71.
- Закиров С.М., Закиров Э.С., Индрупский И.М. (2006). Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 34-41.
- Закиров С.Н. (1998). Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 628 с.
- Закиров С.Н., Закиров И.С., Закиров Э.С., Северинов Э.В., Спиридонов А.В., Шайхутдинов И.К. (2002). Способ разработки нефтяного месторождения с неоднородными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Патент на изобретение РФ №2215128*.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. (2012). Инновации в разработке месторождений нефти и газа. *Вестник Российской академии наук*, 82(5), с. 425.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. (2016а). Негерметичность скважин – путь к экологической катастрофе. *Бурение и нефть*, 1, с. 60-62.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П., Лобанова О.А. (2016б). Остережения от глобальной экологической катастрофы. *Энергия: экономика, техника, экология*, 7, с. 36-41.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С., Брадулина О.В., Цаган-Манджиев Т.Н. (2008а). Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов. *Труды VII Межд. технологического симп.: Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи*, с. 49-63.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анисеев Д.П. (2008б). Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 105-107.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Мухаметзянов Р.Н., Джафаров И.С., Фахретдинов Р.Н., Нуриев М.Ф., Семенов В.В. (2007а). Научные основы вертикального заводнения. *Мат. Межд. научно-теоретический симпозиум: Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов*, с. 188-196.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Фахретдинов Р.Н., Кирсанов Н.Н. (2007б). Назревшие проблемы подсчета запасов, 3D компьютерного моделирования и разработки месторождений нефти и газа. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 32-36.

Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М. (1988). Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами. *Тр. ВНИИГАЗа*, М.

Закиров Э.С. (2000). Регулирование процесса разработки нефтяных оторочек. *Наука и технология углеводородов*, 1, с. 64-70.

Закиров Э.С. (2007). Upscaling in 3D компьютерном моделировании. М.: Книга и Бизнес, 344 с.

Закиров Э.С., Тарасов А.И., Индрупский И.М. (2003). Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов. *Газовая промышленность*, 9, с. 61-63.

Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анисеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Клочан И.П. (2008). Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 38-42.

Кусанов Ж.К. (2011). Оценка нефтегазоматеринского потенциала Астраханского и Карачаганакского месторождений и особенности освоения их ресурсов. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 27-31.

Лобанова О.А., Индрупский И.М. (2012). Неравновесные и масштабные эффекты в моделировании фазового поведения углеводородных смесей. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 49-53.

С заседания Центральной комиссии по разработке. (2006). *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 32-33.

Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. (1946). Добыча газа. Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 376 с.

Утоплеников В.К., Закиров С.Н., Закиров Э.С. (2019). Об особенностях прогнозирования добычи природных углеводородов из месторождений фундамента. *Мат. Межд. научно-практической конф.: Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента*, Казань, с. 112-114.

Утоплеников В.К., Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Киреев Ф.А., Нгуен Ван Дык, Кораблинов В.Е., Николаев И.Е., Фам Туан Зунг. (2005). Уточнение модели строения залежей фундамента – основа повышения эффективности разработки. *Георесурсы*, 1(16), с. 11-12.

Щербяк М.В., Лобанова О.А., Индрупский И.М. (2017). Влияние адсорбции на фазовые равновесия в углеводородных смесях. *Мат. Всерос. научной конф.: Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности*, с. 170-171.

Fatt I. (1958). Compressibility of sandstones at low and moderate pressures. *Bull. of the American Association of Petrol. Geologists*, 42(8).

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiryaev I.M., Lubimova O.V. (2014). Geostatistically-Consistent History Matching. *Proc. 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, p. 62.

Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Lyubimova O.V., Anikeev D.P., Shiryaev I.M., Baganova M.N. (2015). Optimal Control Of Field Development In A Closed Loop. *Proc. SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Paper SPE-176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>

Сведения об авторах

Сумбат Набиевич Закиров – доктор тех. наук, профессор, лауреат Госпремии СССР в области науки, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Владимир Константинович Утоплеников – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: vutoplennikov@ipng.ru

Эрнест Сумбатович Закиров – доктор тех. наук, профессор РАН, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 03.09.2019;
Принята к публикации 07.10.2019; Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Discussion article

The features of crystalline basement fields development

S.N. Zakirov, V.K. Utoplennikov, E.S. Zakirov*

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Corresponding author: Vladimir K. Utoplennikov, e-mail: vutoplennikov@ipng.ru

Abstract. The article is devoted to research and development of deposits in granitoid reservoirs. The basis is the analysis of the development of the unique White Tiger field. Positive and negative experience in the development of this field deserves attention, for example, for the fields of the Timan-Pechora basement and other oil and gas provinces. Particular attention is paid to geological and geophysical, fluid studies of wells, the results of the operation of wells and reservoirs in general. Considerable difficulties are created when creating 3D geological and hydrodynamic models of deposits in granitoid reservoirs. As a result, there is a need for new laboratory and downhole research and the creation of laboratory and other equipment. It is concluded that for research and development of deposits with granitoid reservoirs, experience in the development of conventional deposits is not enough. A number of relevant recommendations are proposed.

Keywords: granitoid reservoirs, crystalline basement fields, features of geology and development, studies of wells and deposits, modelling

Recommended citation: Zakirov S.N., Utoplennikov V.K., Zakirov E.S. (2019). The features of crystalline basement fields development. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 49-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.49-54>

References

Fatt I. (1958). Compressibility of sandstones at low and moderate pressures. *Bull. of the American Association of Petrol. Geologists*, 42(8).

Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ipatov A.I., Fakhretdinov R.N., Gulyaev D.N., Klochan L.P. (2008). In-situ Relative Permeability Evaluation. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 5, pp. 38-42. (In Russ.)

Kusanov Zh.K. (2011). Assessment of oil and gas parent potential of hydrocarbon forming systems and features of development of the resources of Astrakhanskoye and Karachaganakskoye fields. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 11, pp. 27-31. (In Russ.)

Lobanova O.A., Indrupskiy I.M. (2012). Non-equilibrium and scale effects in modeling phase behavior of hydrocarbon mixtures. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 6, pp. 49-53. (In Russ.)

Shcherbyak M.V., Lobanova O.A., Indrupskii I.M. (2017). The effect of adsorption on phase equilibria in hydrocarbon mixtures. Book: *Fundamental basis of innovative technologies of the oil and gas industry*, pp. 170-171. (In Russ.)

Session of the Central Commission for the oil and gas development. (2006). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 32-33. (In Russ.)

Strizhov I.N., Khodanovich I.E. (1946). Gas production. Moscow; Leningrad: Gostoptekhizdat, 376 p. (In Russ.)

Utoplennikov V.K., Chan Le Dong, Chan Van Khoi, Kireev F.A., Nguen Van Dyk, Korablinov V.E., Nikolaev I.E., Fam Tuan Zung. (2005). Refinement of the model of the basement deposits structure is the basis for increasing the development efficiency. *Georesursy = Georesources*, 1(16), pp. 11-12. (In Russ.)

Utoplennikov V.K., Zakirov S.N., Zakirov E.S. (2019). On the features of forecasting the production of natural hydrocarbons from basement deposits. *Proc. Int. Conf.: Hydrocarbon and mineral resources potential of the crystalline basement*, pp. 112-114. (In Russ.)

Zakirov E.S. (2000). Regulation of the development of oil rims. *Nauka i tekhnologiya uglevodorodov*, 1, pp. 64-70. (In Russ.)

Zakirov E.S. (2007). Upscaling in 3D computer simulation. Moscow. (In Russ.)

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiriaev I.M., Lubimova O.V. (2014). Geostatistically-Consistent History Matching. *Proc. 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, p. 62.

Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Lyubimova O.V., Anikeev D.P., Shiryaev I.M., Baganova M.N. (2015). Optimal Control Of Field Development In A Closed Loop. *Proc. SPE Russ. Petroleum Technology Conference*. Paper SPE-176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>

Zakirov E.S., Tarasov A.I., Indrupskii I.M. (1988). A new approach to the study of gas wells and interpretation of the results. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, 9, pp. 61-63. (In Russ.)

Zakirov I.S., Zakirov E.S. (1997). Regulation of the development of natural hydrocarbon deposits. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, 7, pp. 68-71. (In Russ.)

Zakirov S.N. (1998). Development of gas, gas condensate and oil and gas fields. Moscow: Struna Publ., 628 p. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S., Mukhametzyanov R.N., Dzhaifarov I.S., Fakhretdinov R.N., Nuriev M.F., Semenov V.V. (2007a). The scientific basis of vertical flooding. *Coll. papers: Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods*, pp. 188-196. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. (2008b). Consequences of transition to the effective pore space concept. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 6, pp. 105-107. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Fakhretdinov R.N., Kirsanov N.N. (2007b). Escalated problems of reserves estimate, 3D computer modeling and development of oil and gas. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 12, pp. 32-35. (In Russ.)

Zakirov S.N., Leont'ev I.A., Musinov I.V., Shvedov V.M. (1988). Maintaining the pressure in the gas-condensate reservoirs with heterogeneous collectors. Proc. VNIIGAZ: Development of gas condensate fields with pressure maintenance, Moscow. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M. (2006). New ideas in 3D geological and hydrodynamic modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 34-41. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Anikeev D.P., Lobanova O.A. (2016b). Cautions from a global environmental disaster. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya*, 7, pp. 36-41. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Levchenko V.S., Bradulina O.V., Tsagan-Mandzhiev T.N. (2008a). Vertical and 3D hydraulic listening of reservoirs. *Proc. VII Int. Tech. Symp.: New technologies for the development of hard-to-recover oil and gas reserves and enhanced oil and gas recovery*, pp. 49-63. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. (2012). Innovations in oil and gas field development. *Herald of the Russ. Academy of Sciences*, 82(3), pp. 211-217. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P. (2016a). Leakage holes – the path to ecological disaster. *Burenie i neft'*, 1, pp. 60-62. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov I.S., Zakirov E.S., Severinov E.V., Spiridonov A.V., Shaikhutdinov I.K. (2002). A method of developing an oil field with heterogeneous reservoirs and hard-to-recover oil reserves. Patent No. 2215128. (In Russ.)

About the Authors

Sumbat N. Zakirov – DSc (Engineer.), Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

Vladimir K. Utoplennikov – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: vutoplennikov@ipng.ru

Ernest S. Zakirov – DSc (Engineer.), Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 03 September 2019;

Accepted 07 October 2019;

Published 30 October 2019