

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

С.Н. Закиров, Э.С. Закиров
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Введение

Традиционные технологии разработки преследуют одну цель – добычу нефти, газа или конденсата. Под многофункциональной технологией авторы понимают такую технологию, которая решает как минимум еще одну задачу, проблему нефтегазового недропользования. Идея многофункциональных технологий зародилась в конце 70-х годов прошлого столетия в связи с вводом в разработку уникальных и проблемных месторождений нефти и газа. К сожалению, они получили единичные воплощения. Поэтому авторы данной статьи привлекают внимание газовиков и нефтяников к проблеме многофункциональных технологий.

* * *

Впервые многофункциональная технология разработки возникла при разработке уникального во всех отношениях Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), открытого в 1966 г.

Оренбургское НГКМ приурочено к карбонатным коллекторам. В длину оно простирается почти на 100 км, в ширину – до 25 км. Этаж продуктивности составляет до 500 м. Запасы газа составляют 2 трлн м³. Содержание CO₂ в газе доходит до 2%, H₂S – до 5%. Конденсатогазовый фактор составляет 75 г/м³ газа. Изначальная геологическая модель месторождения включала подстилающую нефтяную оторочку толщиной около 50 м. Профильный разрез месторождения приводится на рис. 1.

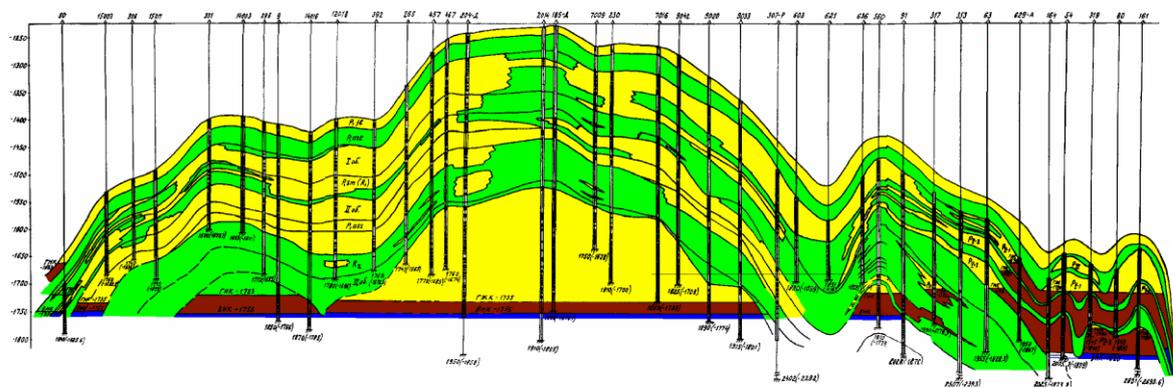


Рис. 1. Профильный разрез Оренбургского НГКМ

Уникальные запасы, прежде всего газа, и благоприятное для освоения географическое местонахождение Оренбургского месторождения предопределили его судьбу. Под эти запасы было принято и реализовано строительство трансконтинентального газопровода для снабжения газом, в основном, стран народной демократии (Польшу, Венгрию, Чехословакию, Болгарию, Восточную Германию).

Наличие в составе газа диоксида углерода, сероводорода и гелия предопределило сооружение вблизи г. Оренбурга крупнейших в Европе газоперерабатывающего и гелиевого заводов. Очевидно сколь огромными были финансовые затраты на освоение такого уникального месторождения. Ибо потребность в газе была первостепенной.

Исходная беда состояла в том, что запасы газа и конденсата были утверждены по категории С₁ (с правом разработки), а по нефти – по категории С₂ (без права разработки). Тем не менее, было принято решение о вводе в разработку месторождения с целью добычи газа (и конденсата).

Поэтому проектные скважины вскрывали лишь газонасыщенную толщину с забоями скважин, не доходя 30–50 м до ГНК. Такие скважины один из авторов позднее назвал «коротышками». Месторождение предусматривалось разрабатывать в режиме истощения. При среднем начальном дебите по газу 700 тыс. м³/сут.

После начала ввода в эксплуатацию добывающих скважин они через два-три месяца стали обводняться высоко минерализованной водой с растворенными СО₂ и Н₂S. Никто этого не ожидал. Тогда проектировщики предложили эксплуатировать скважины при «безводных» дебитах (около 350 тыс. м³/сут), при которых вода не будет поступать на устье скважин (чтобы она не усложняла функционирование всей системы обустройства).

Такое решение себя не оправдало, так как скважины одна за другой стали самозадавливаться невыносимой на устье водой. Ситуация была суперсерьезной, так как повисала судьба всего Оренбургского комплекса.

К этому времени нашим аспирантом Кондратом Р.М. были закончены лабораторные эксперименты, согласно которым в качестве технологии вторичной добычи заземленного газа в обводняющемся месторождении следовало добывать и пластовую воду [1].

Эта идея легла в основу многофункциональной технологии одного из авторов применительно к Оренбургскому месторождению. Суть ее состояла в следующих нетрадиционных («бредовых») технологических решениях [2].

- Всю пластовую воду из обводняющихся скважин следует добывать и закачивать в нижезалегающий водоносный пласт.

- Ремонтно-изоляционные работы по устранению притоков воды в скважинах не проводить.

- Скважины–«коротышки» добурить до отметки ВНК, а новые скважины сразу бурить до указанной отметки.

- В скважинах в пределах нефтенасыщенных толщин осуществлять взрывы с целью гомогенизации трещиноватых карбонатных коллекторов. В этих скважинах добывать нефть без борьбы с прорывами газа и пластовой воды.

Не вдаваясь в подробности, отметим, что такие решения были продиктованы тем, что в продуктивном массиве имели место суперколлектора (впервые в практике) и система масштабной трещиноватости [3, 4]. Под суперколлекторами понимаем такие, у которых проницаемость на порядки выше проницаемости выше- или нижезалегающих прослоев, пластов.

Опытно-промышленные работы на ряде скважин подтвердили жизнность рассматриваемых технологических решений. Они явились затем основой эксплуатации всех обводняющихся скважин. Тем самым Оренбургский проект по газо-, конденсатодобыче был спасен, в буквальном смысле слова. Значительный экономический эффект принес отказ от проведения дорогостоящих ремонтных работ по водоизоляции.

Многофункциональная технология, к сожалению, до конца не была реализована, в части вскрытия нефтяной оторочки. Под разными предлогами нефть на Оренбургском НГКМ не добывается и до сего дня.

* * *

Следующая многофункциональная технология родилась в связи с предстоящим вводом в разработку сверхуникального Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Чтобы подчеркнуть уникальность, отметим, что запасы его в нефтяном эквиваленте заметно превосходят запасы легендарного Самотлорского месторождения. Если основные запасы газа сосредоточены в отложениях сеномана, то запасы нефти и конденсата приурочены к совокупности нефтегазоконденсатных залежей в нижнемеловых отложениях.

Наличие конденсата даже при высоких конденсатогазовых факторах (КГФ) в газоконденсатных шапках не вдохновляло нефтяников и газовиков к повышению

коэффициентов конденсатоотдачи (КИК). С таким отношением затруднительно мириться. Поэтому была обоснована многофункциональная технология разработки, нацеленная на одновременное повышение компонентоотдачи – коэффициента извлечения нефти (КИН), а также КИК и КИГ [2, 4].

Сущность технологии отражается на рис. 2.

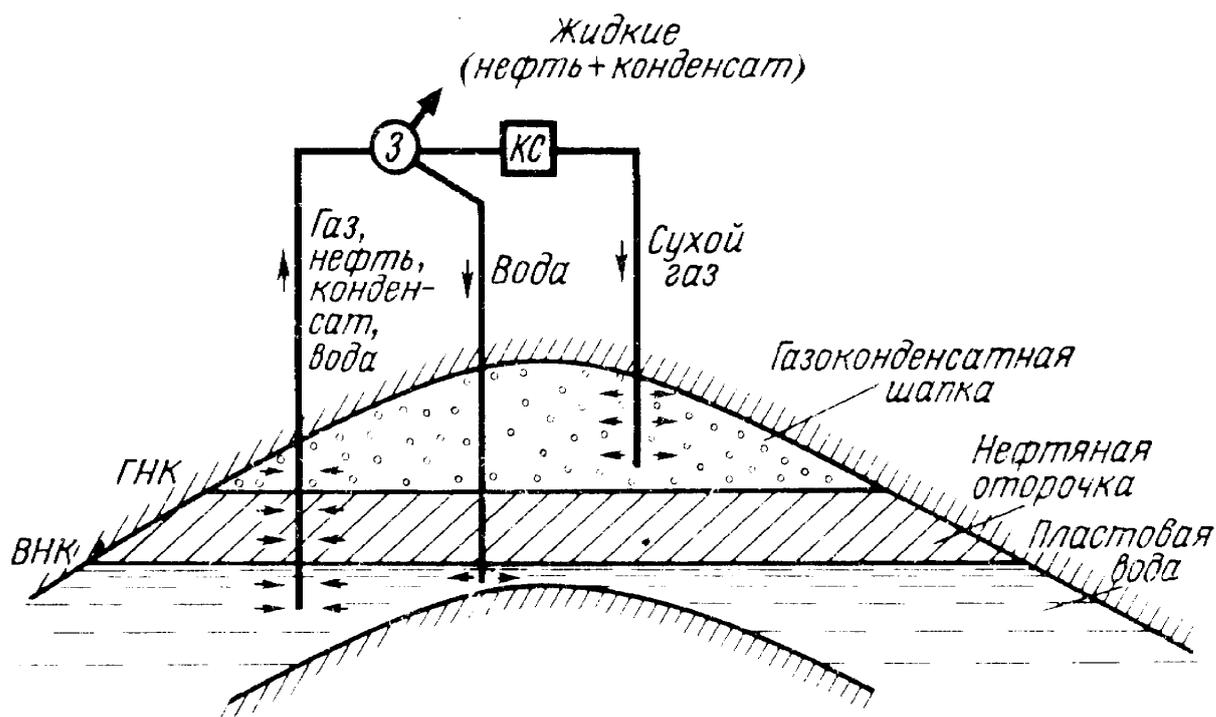


Рис. 2. Схема технологии разработки нефтегазоконденсатной залежи:
КС – компрессорная станция, З – газоперерабатывающий завод

Коль скоро газ и вода при добыче нефти из нефтяной оторочки так или иначе прорываются в скважину, то решено было изначально дать им такую возможность. Для этого вскрывается газонасыщенная часть от ГНК до ближайшего непроницаемого пропластка. А в водонасыщенной зоне вскрывается интервал вниз от ВНК также до ближайшего непроницаемого пропластка. При этом нефтяная оторочка вскрывается на всю толщину.

При эксплуатации такой скважины с самого начала добываются совместно нефть, газ, конденсат и вода. Эта смесь по одноколонной НКТ в режиме естественного газ-лифта поступает на устье скважины.

Добытая продукция подвергается сепарации, в том числе низкотемпературной. Нефть в смеси с конденсатом направляется потребителю. Вода закачивается в

подошвенную часть пласта. А сухой газ нагнетается в газоконденсатную шапку.

Закачка сухого газа в газоконденсатную шапку – это типичный сайклинг-процесс, призванный повышать КИК. Вследствие закачки газа приток нефти к скважинам будет предопределяться поддерживаемым давлением в газоконденсатной шапке. Водонапорный режим вытеснения нефти поддерживается возвращаемой в пласт водой. Добываемый газ не сжигается, а выступает в качестве рабочего агента.

Обремененный проблемами сеноманского газа Мингазпром СССР излагаемую технологию одобрил. К сожалению, дело до ОПР не дошло. До сегодняшнего дня углеводороды из нижнемеловых залежей добываются в режиме истощения, характеризующегося значительными потерями нефти и конденсата.

* * *

Рассмотренная технология разработки ориентировалась на вертикальные добывающие и нагнетательные скважины. С появлением горизонтальных скважин она трансформировалась в способ, изображенный схематично на рис. 3. Он был обоснован в 90-х годах применительно к одной из залежей Яро-Яхинского месторождения [5].

Здесь и добывающая, и нагнетательная скважины реализуются в варианте многозабойных с псевдо-горизонтальными стволами.

В материнском стволе добывающей скважины на всю толщину вскрывается нефтяная оторочка и часть газонасыщенного интервала для притекания жирного газа. Боковыми псевдо-горизонтальными стволами добывается нефть, вода и прорывной газ вместе с конденсатом. Вся добываемая продукция в режиме естественного газ-лифта подается на поверхность, по одной колонне НКТ в материнском стволе.

В нагнетательной скважине вода, проходя по затрубному пространству, нагнетается в нефтяную оторочку через боковые стволы, при установленном пакере в затрубном пространстве. Материнский ствол вскрывается только в газоконденсатной шапке для закачки сухого газа. Остальные детали аналогичны предыдущему случаю и рассматриваются в [5].

Технология в составе Техсхемы разработки была одобрена ЦКР. Вследствие затянувшегося процесса освоения месторождения и частой смены недропользователя она пока не подвержена даже ОПР.

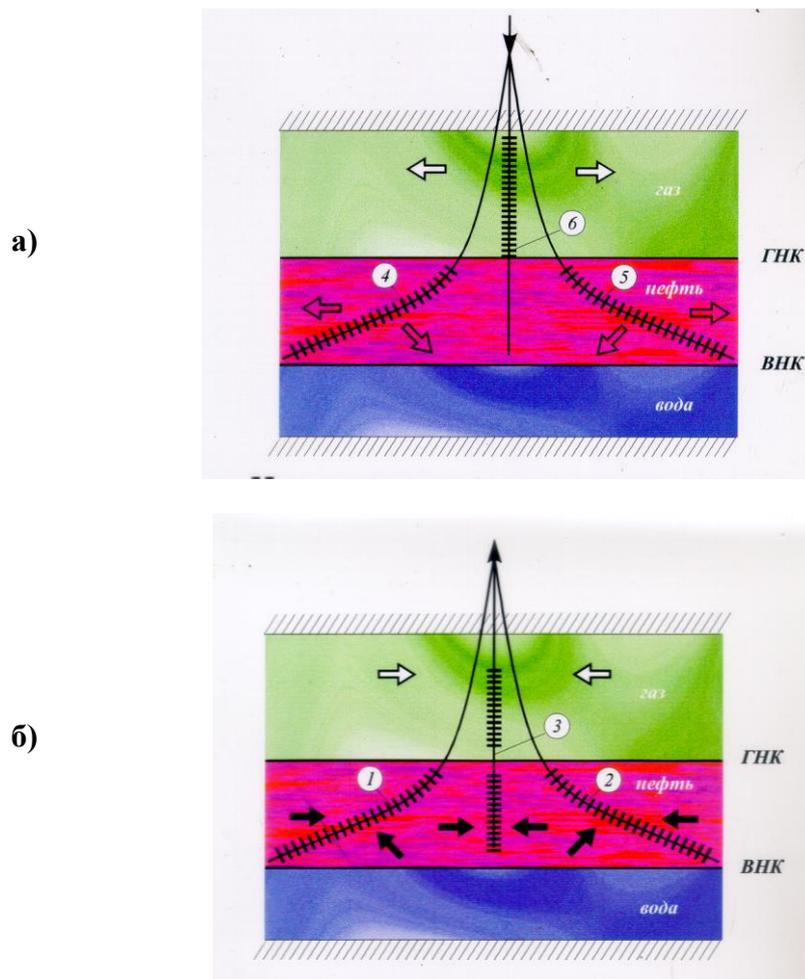


Рис. 3. Нагнетательная (а) и добывающая (б) скважинные системы

Из предыдущих двух параграфов, к сожалению, ясно, что конденсат в нашей Отчизне не в почете. Как следствие, в стране нет ни одного реализованного проекта с сайклинг-процессом. Гордостью и укором для страны может явиться сайклинг-процесс на уникальном Карачаганакском месторождении [6]. Он относительно недавно реализован по технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса, обоснованного одним из авторов [7], без упоминания его авторства.

Вкратце коснемся еще некоторых вариантов с многофункциональными технологиями.

- При вводе в разработку газоконденсатного месторождения (ГКМ) Зеварды (Узбекистан) в 80-х годах была опасность в потере КИГ вследствие возможных негативных последствий от деформационных процессов. Поэтому была предложена технология заводнения этого ГКМ. Впервые в газовой отрасли многофункциональность

технологии заключалась в отборе воды из переполняющегося Денгизкульского водохранилища, что иначе грозило затоплением одноименного месторождения. Такой проект разработки был утвержден Мингазпромом СССР. Однако он не был реализован из-за того, что ожидаемые негативные последствия от деформации коллектора не проявили себя в должной мере на практике.

- На одном из газохранилищ на Украине, созданном в водоносном пласте, не была высокой доля активного газа из-за слабого дренирования буферного газа в низкопроницаемой линзе. Предложение наше состояло, с одной стороны, в интенсивном отборе газа вместе с водой. И, с другой стороны, в закачке добываемой воды в указанную линзу. В результате этого неактивный буферный газ станет вытесняться из линзы, что будет сопровождаться ростом долей активного газа в последующих циклах.

- В результате лабораторных экспериментов нами выявлены физико-химические процессы, могущие протекать в пласте при закачке или захоронении CO_2 , в той или иной модификации, при наличии природных катализаторов, приводящие к генерации углеводородов и водорода в немалых объемах [8, 9, 10].

Следствием явилась технология поддержания давления в низкопроницаемых коллекторах за счет закачки CO_2 в адекватной модификации. Многофункциональность ее – в повышении КИН и возможном извлечении «параллельно» образующихся в пласте гомологов метана и водорода.

Технология нуждается в ОПР. Однако жизненность высказанных предположений подтверждается естественным образом, например, на газохранилище городского газа (из угля) Lobodice в Чехии [11]. Закачиваемый состав газа резко менялся по прошествии нескольких месяцев. Другие исследователи объясняли это изменение состава действием метаногенных бактерий. Но были периоды, когда метаногенные бактерии не могли существенно влиять на изменение состава захораниваемого газа. Зато наше объяснение действует во все периоды.

Патенты РФ на изобретения [12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26] и публикации [27, 28] представляют дополнительные примеры многофункциональных технологий, но их обзор выходит за допустимые рамки статьи.

Заключение

Слабая заинтересованность в отечественных инновациях негативно сказывается на нашем отставании, в том числе и в нефтегазовом недропользовании. Поэтому авторы в

краткой форме решили отразить «залежные» и новые многофункциональные технологии при разработке месторождений нефти и газа, нуждающиеся в первую очередь в ОНР.

Стремление к многофункциональности технологий разработки отличает подход ИПНГ РАН от практикуемой интеллектуальной разработки. Интеллектуальная разработка сегодня – лишь управление клапанами, без качественного улучшения КИН. Ибо решения об уплотняющем бурении, переходе на другой вытесняющий агент, компенсации негативных факторов другими – позитивными возможна только на основе опыта и квалификации инженера-разработчика.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Кондрат Р.М. и др.* Теория водонапорного режима газовых месторождений. М.: Недра, 1976. 240 с.
2. *Закиров С.Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989. 334 с.
3. *Жабрев И.П., Закиров С.Н., Политыкина М.А.* Суперколлекторы и их роль в управлении системой разработки месторождений // Геология нефти и газа. 1986. № 8. С. 1–6.
4. *Закиров С.Н.* Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Изд-во «Струна», 1998. 628 с.
5. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 303 с.
6. *Кусанов Ж.К.* Особенности разработки Карачаганакского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 100–103.
7. *Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М.* Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами // Тр. ВНИИГаза «Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления». М., 1988. С. 25–30.

8. *Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Klimov D.S., Serebryakov V.A.* Physical and Chemical Processes During the Carbonated Water Flooding in the Oilfields // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2015. Society of Petroleum Engineers. 2015. Vol. 3. P. 2091–2108.

9. *Семенов А.П., Закиров Э.С., Климов Д.С.* Сравнительные лабораторные исследования процессов геосинтеза на модельных образцах геологических сред // Технологии нефти и газа. 2014. № 4. С. 38.

10. *Семенов А.П., Закиров Э.С., Климов Д.С.* Взаимодействие сланцевых отложений с карбонизированной водой и диоксидом углерода // Технологии нефти и газа. 2014. № 3(92). С. 47–52.

11. *Smigan P. et al.* Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas stored in an underground reservoir // FEMS Microbiology Ecology. 1990. № 73. P. 221–224.

12. *Закиров С.Н., Закиров Э.С.* Пат. RU 2112868 С1. Способ разработки нефтегазовых залежей. № 97114681/03; Заявл. 08.09.1997; Оpubл. 10.06.1998 // Изобретения. Полезные модели. 1999. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

13. *Закиров С.Н., Закиров И.С., Закиров Э.С., Северинов Э.В., Спиридонов А.В., Шайхутдинов И.К.* Пат. RU 2215128 С1. Способ разработки нефтяного месторождения с неоднородными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами нефти. № 2002126244/03; Заявл. 03.10.2002; Оpubл. 27.10.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 30. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>.

14. *Закиров И.С., Закиров С.Н., Закиров Э.С.* Пат. RU 2208140 С1. Способ разработки залежи нефти с низкопроницаемыми коллекторами. № 2002121805/03; Заявл. 15.08.2002; Оpubл. 10.07.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 19. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

15. *Закиров С.Н., Булаев В.В., Закиров Э.С.* Пат. RU 2297524 С2. Способ разработки залежи высоковязкой нефти. № 2005117051/03; Заявл. 03.06.2005; Оpubл. 20.04.2007 // Изобретения. Полезные модели. 2007. Бюл. № 11. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

16. *Закиров С.Н., Крылов В.А., Закиров Э.С., Будников В.Ф., Петин В.Ф., Басарыгин Ю.М., Аристов В.А.* Пат. RU 2158820 С1. Способ разработки нефтегазовых месторождений. № 99117992/03; Заявл. 18.08.1999; Оpubл. 10.11.2000 // Изобретения. Полезные модели. 2000. Бюл. № 31. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

17. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Огнев А.А., Петин В.Ф., Макаренко П.П., Будников В.Ф., Кондрат Р.М.* Пат. RU 2126883 С1. Способ разработки месторождений природных газов с неоднородными коллекторами. № 98106395/03; Заявл. 14.04.1998; Опубл. 27.02.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

18. *Закиров С.Н., Булаев В.В., Закиров Э.С.* Пат. RU 2295634 С2. Способ разработки газонефтяной залежи с высоковязкой нефтью. № 2005118663/03; Заявл. 16.06.2005; Опубл. 20.03.2007 // Изобретения. Полезные модели. 2007. Бюл. № 8. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

19. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Шелемей С.В., Иванов В.В., Долгушин Н.В., Гурленов Е.М., Назаров А.В., Петров Г.В.* RU 2328591 С2. Способ увеличения коэффициента извлечения конденсата. № 2006127175/03; Заявл. 27.07.2006; Опубл. 10.07.2008 // Изобретения. Полезные модели. 2008. Бюл. № 19. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

20. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баганова М.Н.* RU 2313660 С2. Способ проведения опытно-промышленной разработки нефтяного месторождения. № 2005137741/03; Заявл. 06.12.2005; Опубл. 27.12.2007 // Изобретения. Полезные модели. 2007. Бюл. № 36. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

21. *Закиров С.Н., Закиров Э.С.* RU 2109930 С1. Способ разработки газовых месторождений континентального шельфа. № 96101730/03; Заявл. 05.02.1996; Опубл. 27.04.1998 // Изобретения. Полезные модели. 1998. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

22. *Дмитриевский А.Н., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров И.С., Аникеев Д.П., Ибатуллин Р.Р., Якубсон К.И.* RU 2513963 С1. Способ разработки залежи нефти в отложениях баженовской свиты. № 2012142692/03; Заявл. 08.10.2012; Опубл. 20.04.2014 // Изобретения. Полезные модели. 2014. Бюл. № 11. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

23. *Закиров Э.С., Роцин А.А., Закиров С.Н.* RU 2330156 С1. Способ разработки нефтяной залежи многозабойными скважинами. № 2006137425/03; Заявл. 24.10.2006; Опубл. 27.07.2008 // Изобретения. Полезные модели. 2008. Бюл. № 21. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

24. *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М.* RU 2342523 С2. Способ реализации вертикального заводнения нефтяной залежи. № 2007104999/03; Заявл. 09.02.2007; Опубл. 27.12.2008 // Изобретения. Полезные модели. 2008. Бюл. № 36. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

25. *Закиров С.Н., Закиров Э.С.* RU 2264533С2. Способ разработки залежи нефти в карбонатном или терригенном пласте с развитой макротрещиноватостью. № 2004100326/03; Заявл. 13.01.2004; Опубл. 20.11.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 32. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

26. *Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С., Надирадзе А.Б.* RU 2132937С1. Способ разработки месторождений с нефтями повышенной вязкости. № 98116623/03; Заявл. 09.09.1998; Опубл. 10.07.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

27. *Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Лукманов А.Р.* Интенсификация притока глубинных углеводородов // Доклады Академии наук. 2006. Т. 406. № 2. С. 221–224.

28. *Закиров С.Н., Джафаров И.С., Басков В.Н., Баганова М.Н., Закиров Э.С., Юльметьев Т.И.* Обоснование технологии доразработки месторождения с резко неоднородными коллекторами (на примере Талинского месторождения). М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 98 с.