

# Технологические особенности оптимизации разработки нефтяных месторождений Балтийского шельфа

**Ю.А. Кесслер**  
генеральный директор<sup>1</sup>

**Ю.А. Котенев**  
д.т.н., заведующий кафедрой<sup>2</sup>  
geokot@inbox.ru

**Ш.Х. Султанов**  
д.т.н., профессор кафедры<sup>2</sup>  
ssultanov@mail.ru

**Б.Ш. Муслимов**  
преподаватель кафедры<sup>2</sup>  
bmuslimov@mail.ru

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ- Калининградморнефть», Калининград, Россия

<sup>2</sup>ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

**На примере разрабатываемого в акваториях Балтийского шельфа Кравцовского нефтяного месторождения в статье обозначено преимущество расположения горизонтальных частей скважин и приведен алгоритм для его наиболее эффективного заложения в условиях значительной неоднородности пласта. Также в статье с использованием гидродинамического моделирования оценен количественный и качественный эффект от организации локальной системы поддержания пластового давления путем закачки в пласт попутно добываемого газа.**

## Материалы и методы

Методы гидродинамического и численного моделирования. Геолого-промысловые данные.

## Ключевые слова

Акватория Балтийского шельфа, Кравцовское нефтяное месторождение, закачка попутного газа, горизонтальная скважина

Освоение углеводородного потенциала морских акваторий является стратегическим направлением в развитии народно-хозяйственной деятельности России. Шельф Балтийского моря в настоящее время является перспективным нефтеносным районом ввиду большей разведанности ресурсов углеводородов, которая составляет 17,7%. Суммарные начальные извлекаемые ресурсы нефти оцениваются в более чем 40 млн т. [1]

В настоящее время в зоне Балтийского шельфа выделена цепочка нефтегазоперспективных структур. Освоение морских нефтяных месторождений имеет ряд отличительных особенностей по сравнению с разработкой месторождений на суше. Технологическая и техническая сложность разработки шельфовых месторождений требует детальной проработки и четкого научно-методического обоснования всех аспектов добычи нефти. В этой связи актуальными задачами являются исследования по следующим направлениям:

- обоснование системы размещения скважин в условиях высокой вариации коллекторских свойств пласта;
- изучение гидродинамических возможностей пласта при различных фазовых соотношениях, изменениях фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта и энергетического потенциала залежи в период ее эксплуатации;
- прогнозирование обводнения продукции скважин;
- выработка геолого-технологических критериев применения ресурсосберегающих способов разработки месторождений.

Выявленные, подчитанные и предварительно оцененные нефтеперспективные структуры, расположенные на Калининградском участке Российского сектора Балтийского шельфа, относятся к мелким и мельчайшим по извлекаемым запасам нефти. Промышленно-нефтеносным региональным комплексом являются терригенные отложения среднего кембрия.

Обобщение данных и изучение информации о геологическом строении территории Балтийского шельфа, в том числе и Кравцовского месторождения (рис. 1), позволило сделать вывод о высокой изменчивости распределения геолого-физических параметров и свойств, характеризующих выявленные и перспективные нефтеносные структуры. Среди характерных особенностей отмечается количественное увеличение, на 54%, ФЭС пласта в направлении от подошвы к кровле, а также то, что при одинаковых средних значениях пористости наблюдаются существенные отличия проницаемости в пределах малотолщинных пластов. Общим для нефтяных месторождений рассматриваемого региона является энергетическая составляющая — наличие высоконапорных вод, обеспечивающих естественный активный водонапорный режим залежей. [2]

Изучение и исследование имеющегося опыта освоения и разработки месторождения Балтийского шельфа имеет существенное значение, особенно в условиях малой вязкости нефти (около 1,8 мПа·с), небольшого газосодержания (25,5 м<sup>3</sup>/т) пластовой нефти, низкого давления насыщения нефти газом (2,9 МПа), высокой пластовой



Рис. 1 — Схема расположения Кравцовского месторождения

температуры (около 64°C), хорошей связи залежи нефти с активной областью питания и значительной латеральной и вертикальной неоднородности пласта. Внесение изменений в системы разработки в процессе эксплуатации и обустройства морских месторождений выполнить практически невозможно из-за более высоких (в 3–4 раза) затрат в сравнении с месторождениями суши. Поэтому все создаваемые в период освоения и начальный разработки объекты добычи, подготовки и транспорта продукции будут, по существу, неизменными. [3–5]

Анализ выработки запасов нефти Кравцовского нефтяного шельфового месторождения, разрабатываемого горизонтальными скважинами, показал, что при существующей системе разработки вероятным сценарием является то, что действующие скважины будут вырабатывать запасы в большей степени прикровельную часть залежи, «промывку» краевой водой. Таким образом, зону между горизонтальным стволом и начальным ВНК можно будет характеризовать как застойную. Для данного объекта исследования определяющими являются вопросы корректного прогнозирования обводненности скважин и более активное вовлечение в разработку зон, находящихся ниже горизонтального ствола скважины.

Для решения вопроса по предупреждению роста обводненности в результате прорыва воды в верхнюю часть пласта над горизонтальным стволом скважины и, как следствие, снижения риска локализации остаточных запасов нефти в нижней части пласта для рассматриваемого объекта исследования рекомендуется направление горизонтального ствола выбирать с учетом литолого-фациальной обстановки формирования коллектора. Анализ распределения литологии и фациальных зон залежи свидетельствует о перспективной проводке горизонтального ствола не только от свода к краевой части, но и внутри фациальной зоны. Кроме того, бурение горизонтального ствола скважины в сводовых частях залежи необходимо проводить с углом, при котором будет возможно поинтервальное отключение/приобщение отдельных флюидо-проводящих пропластков.

Небольшие по размерам и запасам залежи на шельфе эксплуатируются ограниченным количеством скважин, их расположение и геометрия приобретают первоочередное значение для системы разработки. Расчет прогноза добычи пластового флюида из скважины на начальном этапе является важной задачей выбора системы и технологии выработки запасов углеводородов, также и для скважин с горизонтальным окончанием.

Существуют два способа расчета зоны дренирования горизонтальной скважины, определяемые плотностью сетки скважин и длиной горизонтального участка. В первом площадь зоны дренирования аппроксимируется прямоугольником, дополненным двумя полукругностями, во втором — эллипсом

Решение задачи притока жидкости в горизонтальный ствол скважины из области дренирования латерально неоднородного пласта. Для простоты область дренирования разделена пополам с различными коллекторскими свойствами  $k_{h1}, h_1$ . Причем в одном случае эти области пронизываются перпендикулярно горизонтальным стволом, в другом — ствол совпадает с границей раздела (рис. 2).

**Алгоритм расчета продуктивности скважин** (формула Джоши) основана на предположении линейных уравнений и использовании метода суперпозиций, который и будет использоваться в дальнейшем. Отличие двух постановок задач, графически приведенных на рис. 2, заключается в том, что решение первой задачи является суперпозиция двух решений: половина длины скважины расположена в одной части, половина — во второй. Суммарный приток жидкости из пласта составит в этом случае величину:

$$Q_{||} = Q(L/2, I, r_w, k_{h1}, h_1, b, \mu B) + Q(L/2, I, r_w, k_{h2}, h_2, b, \mu B). \quad (1)$$

Во втором случае общий приток жидкости складывается из половин притоков из зон с различными свойствами:

$$Q = Q(L, I, r_w, k_{h1}, h_1, b, \mu B)/2 + Q(L, I, r_w, k_{h2}, h_2, b, \mu B)/2, \quad (2)$$

где  $Q$  — приток жидкости в скважину;  $J$  — продуктивность пласта;  $\Delta p$  — депрессия, создаваемая в призабойной зоне;  $L$  — длина горизонтального участка скважины;  $k_h, k_v$  — латеральная и вертикальная проницаемости пласта;  $I$  — анизотропия пласта;  $h$  — мощность пласта;  $r_w$  — радиус скважины;  $\mu, B$  — вязкость и объемный коэффициент жидкости;  $b$  — малый радиус эллипса области дренирования горизонтального ствола скважины.

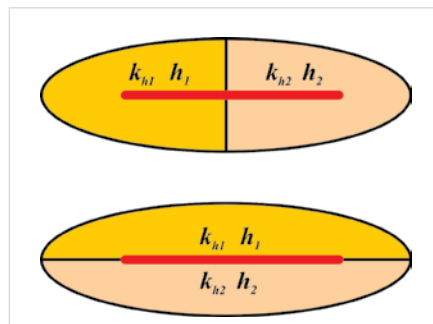


Рис. 2 — Упрощенный учет латеральной неоднородности пласта

Наименование свойства, параметра	Значение
длина горизонтального участка скважины ( $L$ ), м	200
вязкость нефти ( $\mu$ ), мПа·с	1,8
анизотропия пласта ( $I^2$ ), ед.	1,4
радиус скважины ( $r_w$ ), м	0,1
малый радиус эллипса области дренирования горизонт. ствола скважины ( $b$ ), м	1200
коэф. проницаемости верхней (первой) части продуктивного пласта ( $k_{h1}$ ), мД	0,9
коэф. проницаемости нижней (второй) части продуктивного пласта ( $k_{h2}$ ), мД	0,1
толщина верхней (первой) части продуктивного пласта $h_1$ , м	9
толщина нижней (второй) части продуктивного пласта $h_2$ , м	3
объемный коэффициент жидкости ( $B$ ), ед.	1

Таб. 1 — Свойства модельного пласта, скважины и зоны дренирования

## АВТОНОМНАЯ МОБИЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ЯВЛЯЕТСЯ КОМПЛЕКСНЫМ, НАДЕЖНЫМ, ГИБРИДНЫМ ГЕНЕРАТОРОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- Электричество вырабатывается за счет энергии солнца, ветра, дизель-генератора
- Модельный ряд от 3 кВт до 30 кВт.

### Мобильное исполнение



### Стационарное исполнение



### Установки применяются:

- В качестве источников бесперебойного питания на отраслевых объектах;
- В чрезвычайных ситуациях природного, техногенного и др. характера;
- В дорожно-строительном секторе;
- В сельскохозяйственном секторе;
- В туристическом и др. секторах промышленности.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»  
 236000, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр., д. 15  
 Тел: (4012) 576-032. Факс: 576-024  
 Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125  
 zavod@kga.ru  
 www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»  
 119435, г. Москва, Саввинская наб., 25  
 Тел: (495) 933-62-30. Факс: 933-62-32  
 info@invest-gaz.ru  
 www.invest-gaz.ru

ПАО «Газпром автоматизация»  
 119435, г. Москва, Саввинская наб., 25  
 www.gazprom-auto.ru



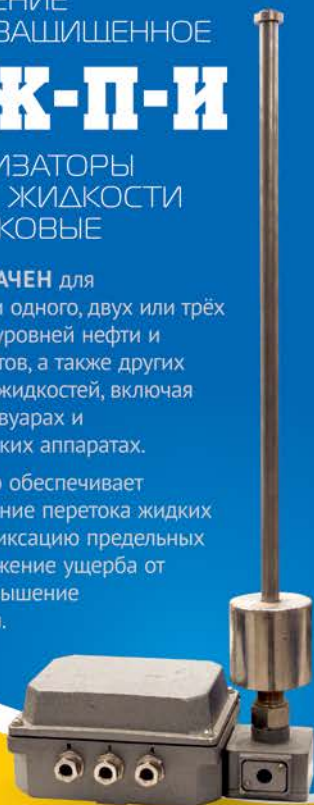
ИСПОЛНЕНИЕ  
ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

# СУЖ-П-И

СИГНАЛИЗАТОРЫ  
УРОВНЯ ЖИДКОСТИ  
ПОПЛАВКОВЫЕ

**ПРЕДНАЗНАЧЕН** для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах.

Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.



**ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА** — нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия — срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавок) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.



Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia IIB T5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.



Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искро-безопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia] IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.



Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.



Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.



ПУБЛИЧНОЕ  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

## ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а  
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

Таким образом, различные формулы для расчета притока обусловлены разным применением одного метода суперпозиций.

Для иллюстрации различий рассмотрим модельный пример с параметрами Кравцовского месторождения, где зона с параметрами  $k_{h1}$ ,  $h_1$  соответствует центральной части залежи с лучшими фильтрационными свойствами, а параметры  $k_{h2}$ ,  $h_2$  — периферийной части с ухудшенными свойствами.

Выполненные расчеты для геолого-промысловых условий Кравцовского месторождения позволили определить продуктивность скважины в центральной части пласта  $798 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{МПа}$  и в периферийной зоне —  $9,2 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{МПа}$ . Для скважин, пересекающих обе зоны, расчет продуктивности выполняется по формулам (1) и (2). При перпендикулярном пересечении скважиной зон с различной гидропроводностью ее продуктивность согласно формуле (1) равна  $564 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{МПа}$ , а при расположении вдоль границы по формуле (2) —  $354 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{МПа}$ . Соотношение продуктивностей горизонтальных скважин разного направления относительно неоднородности пласта соответственно равно 0,63. Таким образом, расчеты показали преимущества расположения горизонтальных секций скважин от центра к периферии или из зон с повышенными фильтрационными свойствами в зоны с пониженными свойствами при указанной неоднородности залежи. [6].

Экспресс-мониторинг уровней добычи залежей нефти с активной водонапорной системой месторождений Балтийского шельфа может выполняться с применением численных моделей фильтрации флюидов в определенных геолого-физических условиях, данный подход подробно описан в работе [7].

Тип коллектора и наличие подошвенной воды ограничивают применение на шельфовом месторождении ряда способов воздействия на пласт и призабойную зону. В развитие направления поиска дополнительных решений для стабилизации добычи нефти на Кравцовском месторождении за счет использования имеющихся ресурсов, на фильтрационной модели рассчитаны перспективы закачки попутного нефтяного газа.

На всем протяжении разработки объема попутного газа соответствовал уровню утвержденного газонефтяного фактора, определенного по устьевым и глубинным пробам. Несмотря на то, что работа пласта происходила на режиме истощения пластовой энергии залежи, пластовое давление не опускалось ниже давления насыщения. Поддержанию пластового давления способствует наличие мощного аквифера (до 40 м), подстилающего всю нефтяную залежь. Также необходимо отметить низкое значение давления насыщения, не позволяющее получить высокие значения газового фактора по скважинам. В силу перечисленных факторов, можно отметить, что сильного разгазирования нефти происходить не будет, и принятые в гидродинамической модели значения изменения газосодержания от пластового давления будут верны и для прогнозных расчетов при закачке газа.

При закачке всего попутного добываемого нефтяного газа на Кравцовском месторождении может быть сформирована локальная система ППД через простаивающие скважины (находящиеся в бездействующем

фонде, контрольные, пьезометрические скважины или скважины, находящиеся на грани рентабельности эксплуатации). Тем самым повышается коэффициент использования фонда, который на сегодняшний момент не превышает 10% от всего фонда скважин (на рассматриваемом месторождении в простаивающем фонде находится одна скважина).

Как отмечалось ранее, использование естественного режима приводит к уменьшению пластового давления, что сказывается на технологии эксплуатации скважины: при снижении давления на устье скважин ниже 0,9 МПа фонтанные скважины переводятся на механизированный способ добычи с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Закачка газа позволяет продлить фонтанную эксплуатацию за счет локального поддержания пластового давления.

Второй важной особенностью закачки газа является увеличение подвижности нефти за счет увеличения газонасыщенности пласта (локальной зоны дренирования). Данное положение позволяет значительно отсрочить или уменьшить обводнение скважины за счет увеличения мобильности нефти относительно воды, тем самым появляется возможность влиять на характеристику вытеснения.

Коэффициент вытеснения газом нефти значительно выше, чем водой в силу возникающих капиллярных эффектов пористой среды. В связи, с чем закачка газа позволяет в приконтурной части нагнетательной скважины и в контуре питания соседних добывающих скважин увеличить объем извлекаемой нефти, тем самым локально увеличить КИН.

Также от закачки газа можно выделить следующий положительный момент — изменение режима работы пласта (при значительных закачиваемых объемах газа). Это значит, что при закачке газа помимо режима поддержания давления реализуется режим газовой шапки, что позволяет при достаточно долгом периоде разработки залежи вытеснить некоторый объем нефти из кровельной части пласта. При этом возможны прорывы газа к перфорациям нефтяной скважины, но данное обстоятельство можно устранить за счет применения новых технологий, таких как ICD (Inflow Control Device). [8] Это приводит к удорожанию проекта разработки, но одновременно повышает технологические показатели: растет уровень годовой добычи нефти, уменьшается доля перекачиваемой воды, увеличивается значение конечного КИН.

Прогнозирование добычи нефти с использованием варианта закачки газа показало, что достигнутый КИН составит 0,572 д.е., конечный КИН при сложившемся способе эксплуатации — 0,556. Анализ составляющих значение КИН коэффициентов позволяет сделать вывод о том, что его увеличение произошло за счет изменения коэффициента вытеснения в силу изменяемых свойств нефти (уменьшение вязкости) при закачке газа и, как следствие, увеличения газосодержания пласта. Коэффициент вытеснения — 0,679, коэффициент охвата пласта составляет 0,842. В итоге закачка газа позволяет увеличить проектный КИН по залежи на 2,8% или 0,016 пункта. Такое незначительное изменение связано с небольшим объемом имеющегося растворенного газа, используемого для закачки, и локального применения технологии закачки газа (моделирование закачки проводилось



через одну вертикальную скважину, находящуюся в купольной части залежи.

Значительным достоинством закачки газа является решение задачи, связанной с поверхностным обустройством по эффективной утилизации попутного нефтяного газа. На сегодняшний день необходимый уровень утилизации газа составляет 95%. За счет закачки газа в простывающие скважины возможно существенно сократить капитальные затраты на строительство мультифазного насосного оборудования для перекачки углеводородов на материковую часть, на последующую сепарацию газа и его переработку, увеличить коэффициент полезного использования газа до 100% (помимо затрат на собственные нужды).

Промысловый опыт применения технологий по физико-химическому воздействию на пласт и призабойную зону скважины с целью увеличения объема добычи нефти на месторождении шельфа Балтийского моря отсутствует.

С целью оценки возможного применения физико-химического воздействия на Кравцовском месторождении проведены реологические, микрореологические (в масштабе поры) и фильтрационные эксперименты.

Лабораторные исследования показали, что малая толщина граничных слоев (~0,1 мкм при 67°C), низкое соотношение вязкости флюидов и высокая пластовая температура обеспечивают достаточно благоприятные условия процесса вытеснения в более проницаемой породе; коэффициент безводного вытеснения также близок к конечному, а режим вытеснения к поршнево-му. По этой причине применение какого-либо дополнительного воздействия и в этом случае ощутимого эффекта не даст. [9]

#### Итоги

Обоснованы технологические решения эффективного освоения и разработки месторождений шельфа Балтийского моря на основе интегрированного подхода.

#### Выводы

На небольших залежах Балтийского шельфа, запасы нефти которой вырабатываются горизонтальными скважинами при естественном водонапорном режиме, более эффективная разработка может быть достигнута расположением горизонтальных участков скважины от центра залежи с улучшенными фильтрационными свойствами к периферии, с пониженными параметрами. Соотношение продуктивностей горизонтальных скважин различного направления в условиях высокой неоднородности продуктивного пласта Кравцовского месторождения составило около 60%.

Попутно добываемый газ нефтяного шельфового месторождения может быть реализован при формировании локальной системы ППД через простаивающие скважины (находящиеся в бездействующем фонде, контрольные, пьезометрические или находящиеся на грани рентабельности эксплуатации). Тем самым, повышается коэффициент использования фонда, который на сегодняшний момент не превышает 10% от всего фонда скважин (на Кравцовском месторождении). Закачка газа позволяет продлить фонтанную эксплуатацию за счет локального поддержания пластового давления. Следующей важной особенностью закачки газа, является увеличение подвижности нефти за счет увеличения газонасыщенности пласта (локальной зоны дренирования). Данное положение

позволяет значительно отсрочить или уменьшить обводнение скважины за счет увеличения мобильности нефти относительно воды, тем самым появляется возможность влияния на характеристику вытеснения.

#### Список литературы

1. Десятков В.М., Отмас А.А., Сырык С.И. Нефтегазоносность Калининградского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №8. С. 24–30.
2. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Кузилов О.И. Исследование фильтрационных возможностей продуктивного пласта месторождений шельфа для прогнозирования выработки запасов нефти // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 343–361. Режим доступа: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2014/ogbus\\_6\\_2014\\_p343-361\\_KesslerYuA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p343-361_KesslerYuA_ru.pdf)
3. Кесслер Ю.А., Кузилов О.И., Десятков В.М. Особенности геологического строения и освоения углеводородного потенциала шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (Д6) нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 4. С. 44–50.
4. Кузилов И.А., Шустев И.Н., Петрова Е.Н. О комплексном подходе к освоению морских газовых месторождений // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений континентального шельфа СССР. 1989. № 210/56. С. 10–13.
5. Демущин Ю.И., Кузилов И.А., Миронов Ю.С. и др. Особенности

проектирования разработки морских нефтяных месторождений // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений континентального шельфа СССР. 1989. № 210/56. С. 3–10.

6. Кесслер Ю.А. Об эффективной системе разработки небольших антиклинальных залежей горизонтальными скважинами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 3(101). С. 8–13.

7. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Кондрашов О.Ф. Влияние поверхностно-активных веществ на фильтрацию нефти при поршневом режиме вытеснения // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 362–377. Режим доступа: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2014/ogbus\\_6\\_2014\\_p362-377\\_KesslerYuA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p362-377_KesslerYuA_ru.pdf)
8. Qudaihy, D.S., Nughaimish, F.N., Sunbul, A.H., Hembling, D.E., Faraj, O.A., Voll, B.A.: "New Technology

Application to Extend The Life of Horizontal Wells by Creating Uniform Flow Profiles", SPE/IADC 85332, SPE/IADC 20-22 October 2003.

9. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера–Трейси // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7(46). С. 45–47.

## Technological features to optimize the development of oil deposits of the Baltic shelf

UDC 622.276

### Authors:

**Yuri A. Kessler** — general director<sup>1</sup>

**Yuri A. Kotenev** — Sc.D., professor<sup>2</sup>; [geokot@inbox.ru](mailto:geokot@inbox.ru)

**Shamil Kh. Sultanov** — Sc.D., professor<sup>2</sup>; [ssultanov@mail.ru](mailto:ssultanov@mail.ru)

**Bulat Sh. Muslimov** — assistant<sup>2</sup>; [bmulsimov@mail.ru](mailto:bmulsimov@mail.ru)

<sup>1</sup>LLC "LUKOIL-Kaliningradmorneft", Kaliningrad, Russian Federation

<sup>2</sup>SEI HPE USPTU, Ufa, Russian Federation

### Abstract

The article outlines the predominant of the horizontal parts of wells and the algorithm for the most effective foundations in the context of significant heterogeneity of the reservoir on the example shelf oil deposits Kravtsovskoye developed in the Baltic sea. Also in the article with the use of hydrodynamic modeling and evaluated quantitative and qualitative outcome of local system of reservoir pressure maintenance by gas injection into the reservoir.

### Materials and methods

Methods hydrodynamic and numerical modeling. Geological field data.

### Results

Technological solutions are justified for effective exploration and development of fields

on the shelf of the Baltic sea on the basis of an integrated approach.

### Conclusions

Small deposits on the Baltic shelf oil reserves, which are developed by horizontal wells with a natural water drive, more efficient development can be achieved by the location of the horizontal sections of the wells from the centre of the deposits with improved filtration properties to the periphery, with reduced settings. The ratio of the productivity of horizontal wells in different directions in the conditions of high heterogeneity of the productive formation from the Kravtsovskoye field was about 60%.

Produced gas oil offshore fields can be implemented in the formation of local system of reservoir pressure maintenance through

idle wells (located in a non-Fund, control, piezometric or are on the verge of profitability of exploitation). Thus, the increased utilization of the fund, which at the moment does not exceed 10% of the wells (in Kravtsovskoye field). The gas injection can prolong the flowing well operation at the expense of local maintenance of reservoir pressure. Another important feature of gas injection is to increase the mobility of the oil by increasing the gas saturation of the reservoir (local drainage area). This provision can significantly delay or reduce watering of wells by increasing the mobility of oil relative to water, thereby it is possible to influence the characteristic of displacement.

### Keywords

The Baltic shelf, Kravtsovskoye oil field, the injection of associated gas, horizontal well

### References

- Desyatkov V.M., Otmas A.A., Siryk S.I. *Neftegazonosnost' Kaliningradskogo regiona* [Petroleum potential of the Kaliningrad region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, issue 8, pp. 24–30.
- Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Kuzilov O.I. *Issledovanie fil'tratsionnykh vozmozhnostey produktivnogo plasta mestorozhdeniy shel'fa dlya prognozirovaniya vyrabotki zapasov nefi* [Study of the filtration features of the productive formation deposits in the shelf to predict the development of oil reserves]. *Oil and gas business*, 2014, issue 6. pp. 343–361. Available at: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2014/ogbus\\_6\\_2014\\_p343-361\\_KesslerYuA\\_EN.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p343-361_KesslerYuA_EN.pdf)
- Kessler Yu.A., Kuzilov O.I., Desyatkov V.M. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala shel'fa Baltiyskogo morya na primere Kravtsovskogo (D6) neftyanogo mestorozhdeniya* [Some specific features of geological structure and development of hydrocarbon potential of the Baltic sea shelf with Kravtsovsky (D6) oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2013, issue 4, pp. 44–50.
- Kuzilov I.A., Shustef I.N., Petrova E.N. *O kompleksnom podkhode k osvoeniyu morskikh gazovykh mestorozhdeniy* [About an integrated approach to the development of offshore gas fields]. *Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy kontinental'nogo shel'fa SSSR*, 1989, issue 210/56, pp. 10–13.
- Demushkin Yu.I., Kuzilov I.A., Mironov Yu.S. and others. *Osobennosti proektirovaniya razrabotki morskikh neftyanikh mestorozhdeniy* [Design features of the offshore development of oil fields]. *Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy kontinental'nogo shel'fa SSSR*, 1989, issue 210/56, pp. 3–10.
- Kessler Yu.A. *Ob effektivnoy sisteme razrabotki nebol'shikh antiklinal'nykh zalezhey gorizontal'nymi skvazhinami* [The effective system of development of small anticlinal deposits horizontal wells]. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2015, issue 3(101), pp. 8–13.
- Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Kondrashov O.F. *Vliyanie poverkhnostno-aktivnykh veshchestv na fil'traciyu nefi pri porshnevom rezhime vytesneniya* [The influence of surfactants on filtration of oil at the piston mode of displacement]. *Oil and gas business*, 2014, issue 6, pp. 362–377. Available at: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2014/ogbus\\_6\\_2014\\_p362-377\\_KesslerYuA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p362-377_KesslerYuA_ru.pdf)
- Qudaihy, D.S., Nughaimish, F.N., Sunbul, A.H., Hembling, D.E., Faraj, O.A., Voll, B.A.: "New Technology Application to Extend The Life of Horizontal Wells by Creating Uniform Flow Profiles", SPE/IADC 85332, SPE/IADC 20-22 October 2003
- Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. *Modelirovaniye raboty zalezhi pri vodonapornom rezhime zakonturnykh vod s ispol'zovaniem metoda material'nogo balansa i algoritma Kartera–Treysi* [Modeling of trap work, during the over contour water pressure extraction mode with using the method of material balance and Carter-Tracy algorithm]. *Exposition Oil Gas*, 2015, issue 7(46), pp. 45–47.