

УДК 622.276

**ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ ВОДЫ  
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ  
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПЛАСТА ПК<sub>1-3</sub>  
ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE BY WATER INJECTION  
INTO HORIZONTAL WELLS AT THE CONDITION OF THE GEOLOGICAL  
UNCERTAINTY IN CONTINENTAL DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY  
OIL OF PK<sub>1-3</sub> FORMATION OF THE  
VOSTOCHNO-MESSOYAKHNSKOYE OIL FIELD

**И. В. Коваленко, С. К. Сохошко, Н. Н. Плешанов**  
I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko, N. N. Pleshanov

ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: система поддержания пластового давления; линии тока; циклит; система разработки*  
*Key words: flooding system; streamlines; cyclite; exploitation system*

Восточно-Мессояхское месторождение на данный момент находится на стадии активного ввода в промышленную эксплуатацию. По мере разбуривания залежи пласта ПК<sub>1-3</sub> (верхнепокурская свита, сеноман, верхний мел) представление о геологическом строении усложнялось: от массивной нефтяной залежи при открытии месторождения до массивной залежи с газовой шапкой и фациально-блоковым строением. В настоящее время представление о геологическом строении продуктивного интервала следующее: разрез состоит из трех интервалов (циклитов), разделенных первоначально поверхностями затопления. Отложения каждого циклита имеют различные пределы выдержанности, связанности и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), что обусловлено условиями формирования. Циклит *A* (ПК<sub>1</sub>) — мелководно-морские отложения фронта дельт, циклит *B* (ПК<sub>2</sub>) — отложения надводной части дельтовой равнины, циклит *C* (ПК<sub>3</sub>) — отложения речной системы (меандрирующих русел). При переходе от нижнего циклита к верхнему циклиту ухудшаются как связанность песчаных тел, так и песчанистость, и ФЕС. Характер границ между циклитами неодинаковый: граница между циклитами *A* и *B* имеет первоначальный согласный характер, благодаря чему в кровельной части циклита *B* преобладают глинистые отложения. Это обуславливает гидродинамическую разобщенность отложений циклитов *A* и *B* (установлено по данным исследований ХРТ — обнаружен различный градиент давлений в интервалах циклитов). Граница между циклитами *B* и *C* охарактеризована как несогласие, обусловленное особенностями формирования отложений циклита *B*: развивающиеся дельтовые каналы эрозионно врезались в глинистые отложения кровельной части циклита *C*, размывая их (рис. 1). Исходное (стратиграфическое) положение границ циклитов определено с помощью средней кривой  $\alpha_{nc}$  [1], однако в работе принята литологическая (несогласная) граница между отложениями циклитов *B* и *C*, отделяющая наиболее продуктивные отложения циклита *C*.

Таким образом, установленная латеральная и вертикальная неоднородность пласта требует уточнения подхода к разработке залежи, в том числе индивидуального подхода к размещению добывающих и нагнетательных скважин в интервале каждого циклита. По результатам геолого-промыслового анализа было выявлено отчетливое разделение скважин по продуктивности в зависимости от принадлежности к циклиту, обусловленной геологической обстановкой каждого циклита.

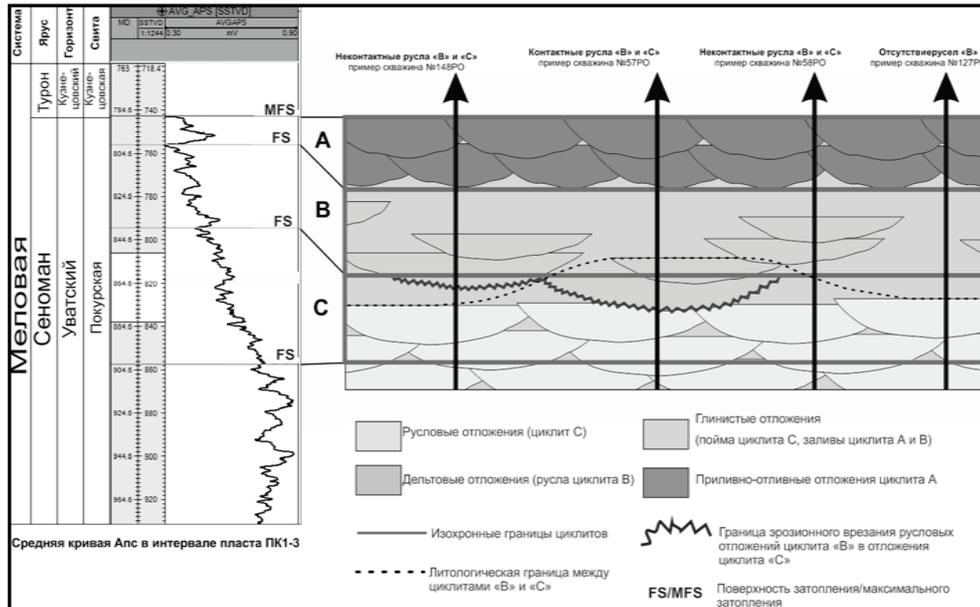


Рис. 1. Принципиальная схема строения продуктивного разреза

Основные запасы нефти в пределах контура бурения сосредоточены в циклитах В и С, при этом скважины циклаита В характеризуются низкой продуктивностью, что связано с высокой латеральной неоднородностью и хаотичным расположением в разрезе песчаных тел. По циклиту С, напротив, согласно геологическим предположениям, циклит хорошо прогнозируется и подтверждается промысловым бурением. В этой связи было принято решение уплотнить фонд скважин в циклит С за счет сокращения межрядного расстояния с 300 до 150 м с учетом изменения экономических макропараметров компании в лучшую сторону.

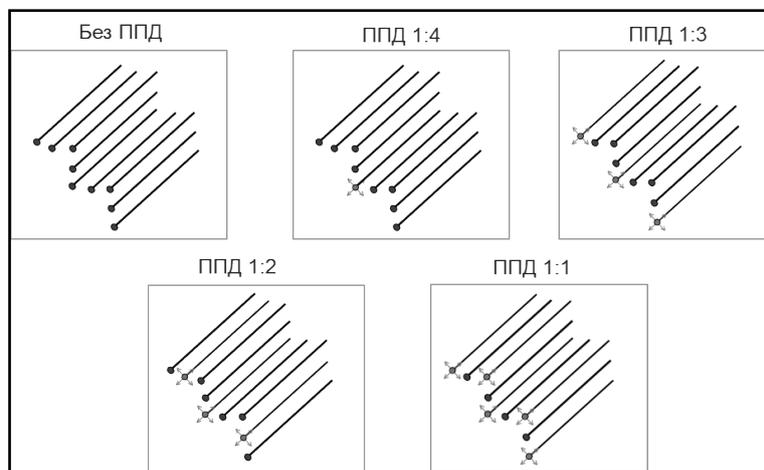


Рис. 2. Рассмотренные системы поддержания пластового давления

Разработка месторождения предполагается с системой поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. Ранее на этапе опытно-промышленных работ (ОПР) была опробована эффективность ППД на элементах разработки базовой

системы с межрядным расстоянием 300 м. Эффективность ППД была подтверждена с ограничениями по забойному давлению нагнетательных скважин не более 120 атмосфер при пластовом давлении 78 атмосфер. Но результаты ОПР нельзя напрямую транслировать на сетку с межрядным расстоянием 150 м.

Реализация ППД в высокопродуктивном коллекторе циклита *C* с межрядным расстоянием 150 м характеризуется рядом неопределенностей, связанных со временем отработки нагнетательных скважин, активностью подошвенных вод и рисками латерального прорыва воды. В данной работе приведен анализ гидродинамических расчетов возможных сценариев эффективности ОПР на одном из кустов пласта ПК<sub>1-3</sub> по оптимизированной системе разработки циклита *C*.

*Оптимизация системы ППД.* Для циклита *C* с учетом опции уплотнения сетки претерпела изменения также и система ППД. С учетом неопределенности по активности подошвенных вод рассмотрены варианты на различное соотношение нагнетательных и добывающих скважин (рис. 2).

Согласно приведенным расчетам гидродинамического моделирования на секторе пласта ПК<sub>1-3</sub> наилучшим вариантом по накопленным отборам на куст является

вариант с соотношением нагнетательных и добывающих скважин 1:2 (рис. 3).

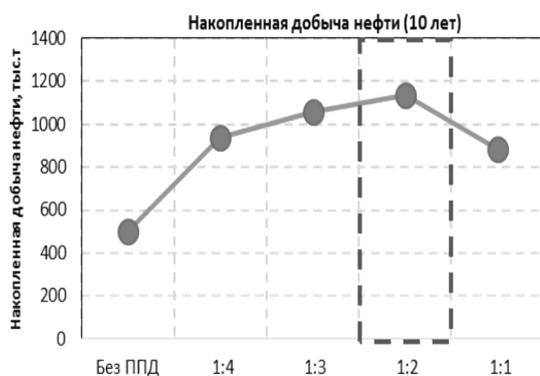
Также были определены рентабельные толщины для данной системы в условиях коллекторских свойств циклита *C* и в текущих макропараметрах компании, которая составила 12 м. Таким образом, для циклита *C* была выделена уверенная зона с нефтенасыщенными толщинами более 12 м, в пределах которой была проведена оптимизация системы разработки.

*ОПР ППД.* Для оценки эффективности системы ППД в циклите *C* и снятия рисков по

добыче было принято решение организовать опережающую закачку на участке ОПР. Ожидаемые результаты по итогам ОПР: вариативность переводов под закачку и возможная оптимизация ППД на участках, гидродинамически связанных с активным аквифером.

Под цели ОПР был выбран куст № 138, разбуренный по уплотненной системе разработки в циклите *C* и оптимальный по организации опережающей закачки с точки зрения наземной инфраструктуры (рис. 4).

На секторе участка ОПР были проведены гидродинамические расчеты на различные сценарии реализации закачки в зависимости от геологической связанности по разрезу. Вертикальная связанность варьировалась посредством задания проницаемости глин, и было рассмотрено три варианта. Первый вариант — отсутствие проницаемости глинистых перемычек, что соответствует исходной геологической модели. Второй вариант — проницаемость глин до 1 м, что соответствует адаптации гидродинамической модели на историю отработки скважин с продолжительной динамикой на обводненность и продуктивность. Третий вариант — увеличенная вертикальная связанность с проницаемостью глин до 3 м, это является верхней границей неопределенности по настройке фактических скважин и характеризуется как гидродинамически связанный по вертикали циклит *C*.



*Рис. 3. Накопленная добыча нефти по различным системам поддержания пластового давления*

По геометрии распределения линий тока в гидродинамической модели (ГДМ) можно сделать вывод, что с увеличением вертикальной связанности влияние нагнетательных скважин на добычающие осуществляется преимущественно через аквифер и, напротив, при отсутствии проницаемости глин (учет всей неоднородности в модели), наблюдаются латеральные прорывы воды. Так, в варианте, соответствующем представлению геологии, с учетом проницаемости глин до 1 м (настройка на факт) закачка распределяется как через аквифер, так и латерально, но преимущественно через подошвенные воды (рис. 5).

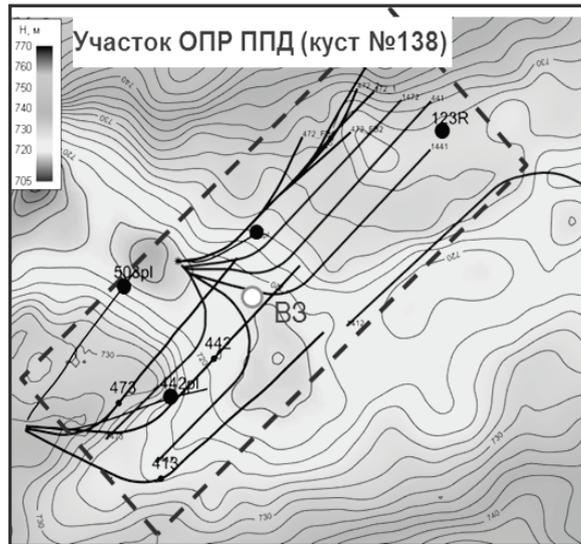


Рис. 4. Участок ОНР на карте структурной поверхности

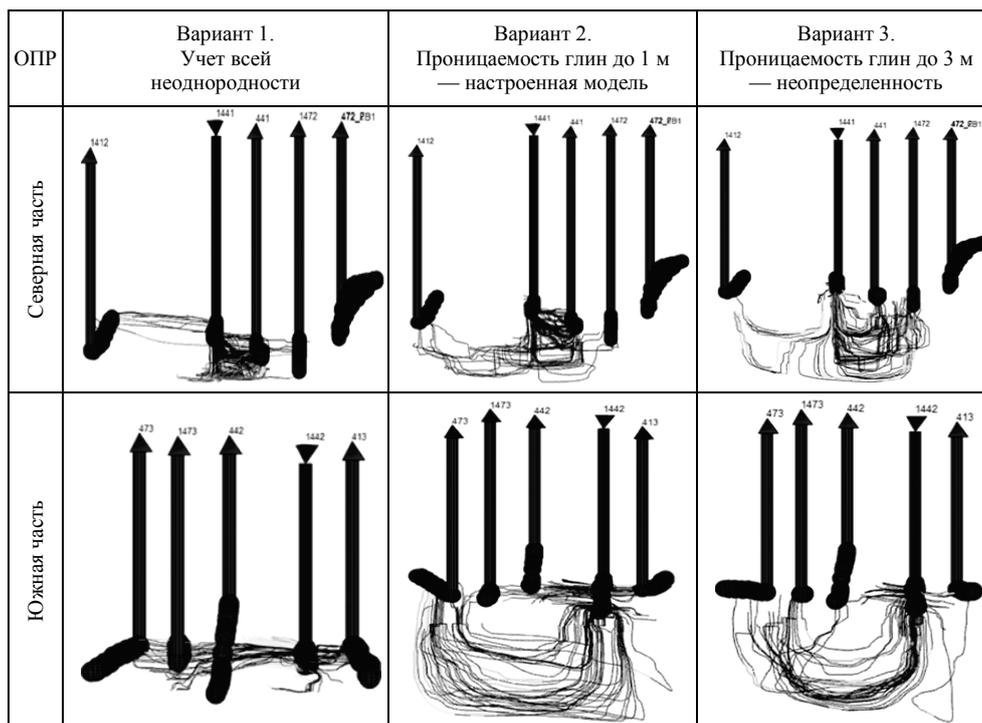


Рис. 5. Распределение закачки воды в зависимости от вертикальной связанности

По результатам проведения ОПР и совместного анализа с динамикой работы кустов без ППД возможны три сценария развития закачки воды.

1. Не выявлено позитивного влияния закачки на темпы добычи нефти.

Причина — высокая вертикальная связанность с активным аквифером, позволяющая поддерживать пластовое давление на начальном этапе разработки.

Следствие — увеличение времени отработки нагнетательных скважин и уменьшение компенсации в зонах, гидродинамически связанных с активным аквифером.

2. *Выявлены негативные прорывы воды к добывающим скважинам.*

Причина 1 — высокая латеральная неоднородность при низкой вертикальной связанности.

Следствие 1 — необходимость рассмотрения переноса ППД под водонефтяной контакт (ВНК) путем бурения специальных вертикальных скважин, перевод под закачку только обводнившихся скважин, разработка мероприятий по ликвидации языковых прорывов воды в комплексе с регулировкой режимов работы скважин.

Причина 2 — высокая вертикальная неоднородность.

Следствие 2 — корректировка режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

3. *Выявлено позитивное влияние на темпы добычи нефти добывающих скважин без прорывов воды.*

Причина 1 — высокая вертикальная связанность с неактивным аквифером.

Следствие 1 — перевод ППД под ВНК путем бурения специальных вертикальных скважин, либо организация закачки только в обводнившиеся скважины.

Причина 2 — латеральная однородность, как при связанном активном аквифере, так и неактивном или несвязанном аквифере.

Следствие 2 — использование ППД по запланированной схеме (закачка в нефтенасыщенную часть пласта), оптимальные режимы закачки определяются в ходе ОПР и корректируются при эксплуатации скважин.

Один из инструментов диагностики характера обводнения — аналитические графики изменения производной водонефтяного фактора (ВНФ) от времени (графики Чена) [2]. Данная методика заключается в анализе темпов обводнения добывающих скважин, что позволяет отделить обводнение конусом от обводнения через ограниченную область прорыва воды (языковые прорывы, прорывы через трещину и т. д.). Стоит отметить, что аналитическая методика «графиков Чена» подтверждается численным моделированием в ГДМ.

Сопоставляя фактический характер изменения производной ВНФ от времени с прогнозными показателями (сценарии гидродинамических расчетов) можно оценить характер поступления воды — конус; латеральный прорыв; конус + латеральный прорыв (рис. 6).

Стоит учесть, что в текущей реализации гидродинамической модели ПК<sub>1,3</sub> закачиваемая вода преимущественно уходит под ВНК и поддержание пластового давления осуществляется как влияние аквифера. Здесь возникает вопрос о целесообразности закачки воды сразу под ВНК. Также стоит принять во внимание опыт разработки месторождения-аналога «Северные Бузачи», на котором при организации закачки были получены латеральные прорывы (фронт вытеснения не формировался из-за высокой разности подвижности водной и нефтяной фаз), что послужило причиной образования сверхпроводящих каналов к забоям добывающих скважин. С начала закачки обводненность соседних скважин выросла с 0 до 60–80 %. Выходом из данной ситуации стали организация закачки под ВНК и отказ от площадной системы ППД.

С целью оценки эффективности закачки под ВНК на пласте ПК<sub>1,3</sub> были проведены гидродинамические расчеты с закачкой воды в наклонно направленную скважину ниже ВНК. Результаты расчетов показали увеличение отборов нефти за счет сохранения нагнетательных скважин в добыче и снижение уровней отбора жидкости.

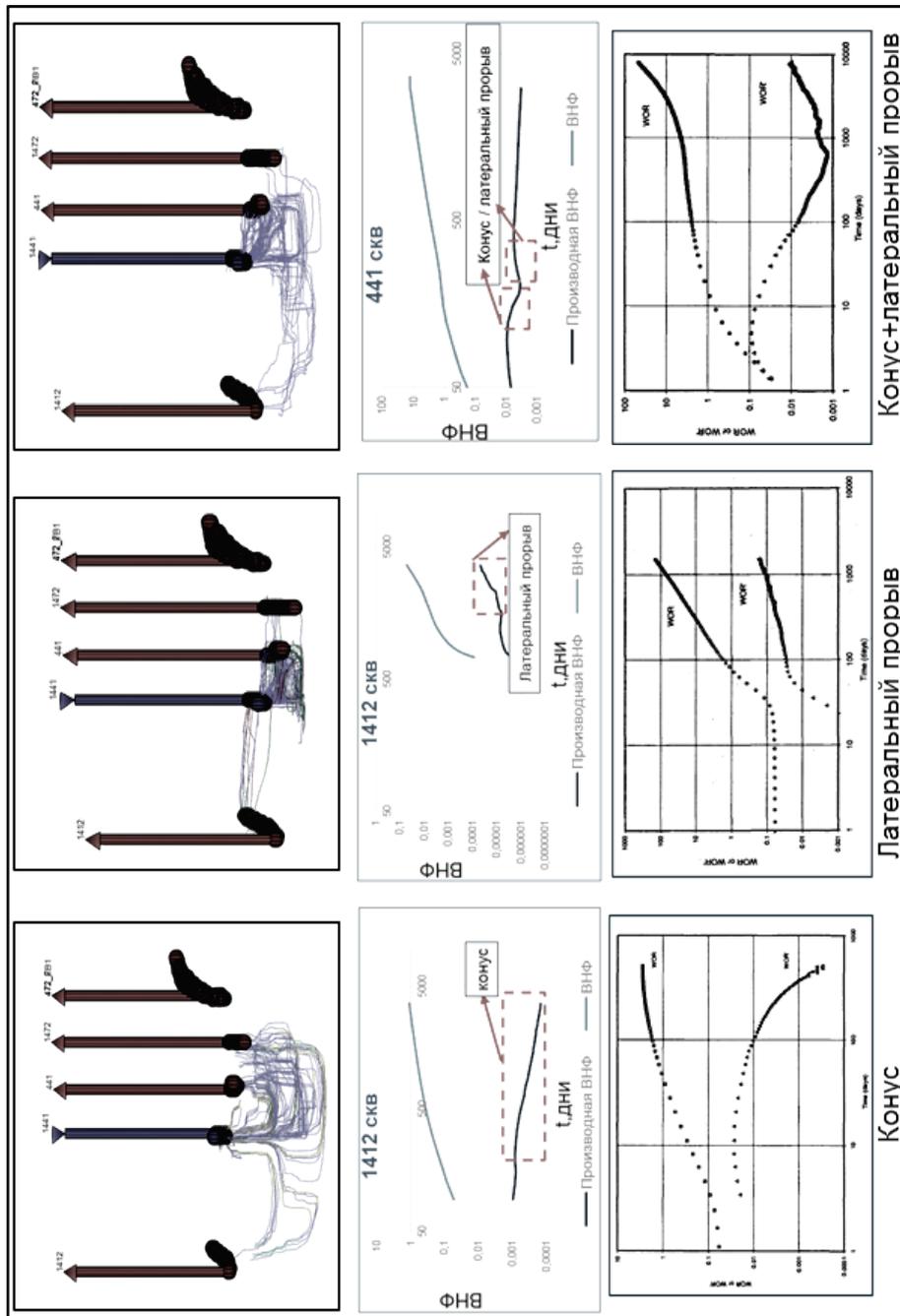


Рис. 6. Диагностические графики Цена

С целью проверки данных результатов в программу ОПР ППД после закачки воды в основные скважины, расположенные в нефтенасыщенной части пласта, запланирована закачка в водозаборную скважину под ВНК разрабатываемого пласта. В случае подтверждения положительного эффекта на кустах циклита С с наличием вертикальной связанности с активным аквифером одним из возможных методов поддержания пластового давления и минимизации рисков латерального порыва воды может послужить бурение дополнительных вертикальных скважин с закачкой воды под ВНК или закачка в обводнившиеся скважины в период работы на истощении.

Таким образом, организация системы ППД на континентальных отложениях с высоковязкими нефтями требует широкого предварительного анализа по возможным сценариям эффективности закачки с учетом возможных рисков и неопределенностей. Необходима проработка возможных причин и соответствующих мероприятий с учетом особенностей по геологии и инфраструктуре.

В связи со сложно прогнозируемым геологическим разрезом участков континентальных отложений пласта ПК<sub>1-3</sub> Восточно-Мессояхского месторождения при разработке горизонтальными скважинами требуются обязательный широкий предварительный анализ по всем возможным сценариям реализации закачки воды в пласт и учет всех возможных рисков и неопределенностей. В результате мониторинга реализации ППД на воду в коллекторе данного типа система нагнетательных скважин будет нерегулярной и будет носить локальный характер в зависимости от характера геологического разреза в той или иной зоне. На каждый возможный случай должна быть выполнена проработка возможных причин и соответствующих мероприятий с учетом особенностей по геологии по примеру, приведенному нами в данной статье.

#### *Библиографический список*

1. Зунде Д. А., Попов И. П. Методика построения сиквенс-стратиграфической модели покурской свиты // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 5. – С. 54–59.
2. Chan K. S., Schlumberger D. Water Control Diagnostic Plots // SPE 30775. – Texas, 1995.

#### *Сведения об авторах*

**Коваленко Игорь Викторович**, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

**Сохощко Сергей Константинович**, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

**Плешанов Николай Николаевич**, руководитель группы, ООО «Газпромнефть – НТЦ», e-mail: Pleshanov.NN@gazpromneft-ntc.ru

#### *Information about the authors*

**Kovalenko I. V.**, Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

**Sokhoshko S. K.**, Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

**Pleshanov N. N.**, Head of Group, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Pleshanov.NN@gazpromneft-ntc.ru

УДК 608.2

## **ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО ЭКРАНА В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ**

### **REASONING AND DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR BUILDING A WATER SHUT-OFF SCREEN IN OIL WELL**

**Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, Д. А. Бакин**

D. S. Leontiev, I. I. Kleshchenko, D. A. Bakin

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: обводненность; подошвенные воды; радиальный канал; водоизоляционный экран*

*Key words: watercut; bottom water; radial channel; water shut-off screen*