

## О РАЗДЕЛЕНИИ ПО НАЗНАЧЕНИЮ НАСОСОВ УКЛОННЫХ БЛОКОВ НЕФТЕШАХТ ЯРЕГСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.Н. Кривощёков, Д.Ю. Седнев

Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет, Пермь, Россия

Представлена история развития Ярегских нефтешахт, приведена геологическая характеристика пластов. Рассмотрен механизм модернизации существующих систем разработки с начала эксплуатации нефтешахт Ярегского месторождения и до настоящего времени. Описана проблематика инерционности технологических процессов при разработке уклонного блока, а также влияния прилегающих уклонных блоков при разработке участка месторождения.

Рассмотрены вопросы проектирования оборудования насосных уклонных блоков в рамках норм современного проектирования, продемонстрирована закономерность между капитальными затратами и обеспечением безопасности с точки зрения требуемого обеспечения добычи флюидов. Описаны негативные последствия затопления уклонных блоков в случае невозможности обеспечения производительности существующих насосов в насосной уклонного блока.

На основании анализа между обеспечением требуемой производительности насосной и капитальных затрат при строительстве уклонных блоков с учетом прогнозируемых и добываемых флюидов в уклонном блоке предложено решение по снижению инерционности технологического процесса, направленного на увеличение производительности насосной уклонного блока по добыче флюидов уклонного блока. Предложено техническое решение по разделению насосов, расположенных в насосной уклонного блока, на группы – стационарные и передвижные.

Стационарная насосная группа находится в насосной уклонного блока и фактически является существующими насосами до внедрения способа разделения. Передвижная насосная группа расположена в ходке или уклоне уклонного блока, в работе детализирована единица передвижной насосной группы, приведены плюсы и минусы данного решения.

**Ключевые слова:** терригенный коллектор, стационарные насосные группы, передвижные насосные группы, термошахтный способ, нефтешахта, уклонный блок, система разработки, геологическая характеристика, добывающая скважина, флюиды, пластовая вода, высоковязкая нефть, Ярегское месторождение, проектирование разработки месторождения, запас по производительности.

## SEPARATION OF PUMPS ON PURPOSE GROUPS IN GRADIENT EXCAVATIONS FOR OILMINES OF JAREGA OIL DEPOSIT

S.N. Krivoshchokov, D.Iu. Sednev

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

The history of Yaregskiye oil mines is presented, the geological reservoir characteristics are given. The existing development systems modernization mechanism is considered since the beginning of operation of oil mines of Yaregskoye fields and to date. A problem of inertia in the technological processes during development evaded block is described, as well as the influence of evaded adjacent blocks to develop the area of interest.

The problems of pumping evaded units equipment designing under the rules of modern design are considered, a pattern between capital costs and safety in terms of required production of fluids is demonstrated. The negative effects of flooding evaded blocks in failing to ensure the performance of existing pumps in the pump block evaded are described.

Based on the analysis to ensure the required capacity of the pumping station and capital costs in the construction of evaded blocks taking into account projected and produced fluids of evaded block a solution to reduce the inertia of the process aimed at increasing the performance of the evaded block pumping station for extraction fluids of evaded block is provided. Technical solution is proposed for the separation of pumps located in the pump station evaded block groups - stationary and mobile.

Stationary pump group is in the evaded block pumping station and is actually existing pumps before the separation process implementation. Mobile pumping group is located in the passes or evaded block in the detailed mobile pumping unit group listed the pros and cons of this decision.

**Keywords:** terrigenous collectors, mobile pump station groups, stationary pump station groups, thermo mine method, oil mine, gradient excavations, development system, geological characterization, producing well, fluids, brine water, viscous oil, jarega deposit, reservoir engineering, reserve of performance.

### Геологическая характеристика

Ярегское нефтетитановое месторождение расположено в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции вблизи г. Ухты [1]. Это единственное месторождение в России, которое разрабатывается шахтным способом с применением паротеплового воздействия на нефтенасыщенные песчаники.

Месторождение открыто в 1932 г., разрабатывается с 1933 г. Оно относится к категории крупных. В тектоническом отношении месторождение приурочено к широкой пологой асимметричной антиклинальной складке, относящейся к Ухтинской брахиантиклинали, расположенной в северо-западной части Ухта-Ижемского вала (структура 2-го порядка) на северо-восточном склоне Тиманской антеклизы (структура 1-го порядка). Ухтинская складка представляет собой крупную брахиантиклиналь северо-западного простирания размером  $77 \times 20$  км, амплитудой 240 м (по подошве верхнего девона), образованную выступом докембрийского фундамента. Северная периклиналь складки разбита серией дизъюнктивных нарушений, протягивающихся в северо-западном направлении в 6–7 км друг от друга в виде почти параллельных дугообразных зон.

Все породы месторождения в различной степени трещиноваты и пересекаются дизъюнктивными нарушениями. Особое значение это имеет для продуктивных отложений, поскольку в значительной степени определяет их фильтрационно-емкостные свойства. Дизъюнктивные нарушения на месторождении представляют собой относительно крупные трещины, сомкнутые или заполненные, зияющие или сопровождающиеся зоной дробления, которые под крутыми углами пересекают различные слои, пачки и тела и характеризуются обязательным смещением лежачего или висячего бока. Нарушения хорошо видны при описании выработок и нередко фиксируются в пересекающих их скважинах.

На Ярегской площади вскрытый разрез осадочного чехла представлен протерозойскими, палеозойскими и кайнозойскими отложениями. В основании продуктивного разреза залегает протерозойский складчатый комплекс фундамента, сложенный различными тонкослоистыми (полосчатыми, ленточными) сланцами, а также массивными кварцитами и метаморфизованными кварцито-видными песчаниками.

Нефтеносными являются отложения пласта III эйфельского и живетского ярусов девонской системы, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием непосредственно на эродированной поверхности метаморфических сланцев протерозойской толщи. Нефтенасыщенные коллекторы представлены разноразмерными, среднемелкозернистыми хорошо сортированными слабглинистыми песчаниками мощностью около 30 м. Пласт песчаников перекрывается туффито-диабазовой толщей мощностью около 40 м. На рис. 1 приведен схематический геологический разрез месторождения.

Нефтеносная промышленная залежь пласта III Ярегского месторождения имеет значительные размеры и сложное строение. Протяженность залежи с северо-запада на юго-восток составляет 36 км, ширина – 3,3–5,4 км. Общая площадь нефтеносности пласта III на Ярегском месторождении составляет  $127 \text{ км}^2$ . По данным исследований керна среднее значение пористости нефтенасыщенных пород-коллекторов составляет 26 %, газопроницаемости –  $2759 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , начальной нефтенасыщенности 0,87. Водонефтяной контакт принят в среднем на отметке минус 62 м.

Плотность нефти в пластовых условиях равна  $0,933 \text{ г/см}^3$ . Дегазированная нефть имеет плотность  $0,945 \text{ г/см}^3$  при стандартных условиях. Вязкость нефти пласта в стандартных условиях составляет 3600 мПа·с. По групповому углеводородному составу нефти относятся к ароматико-нафтеновым. Близость к дневной

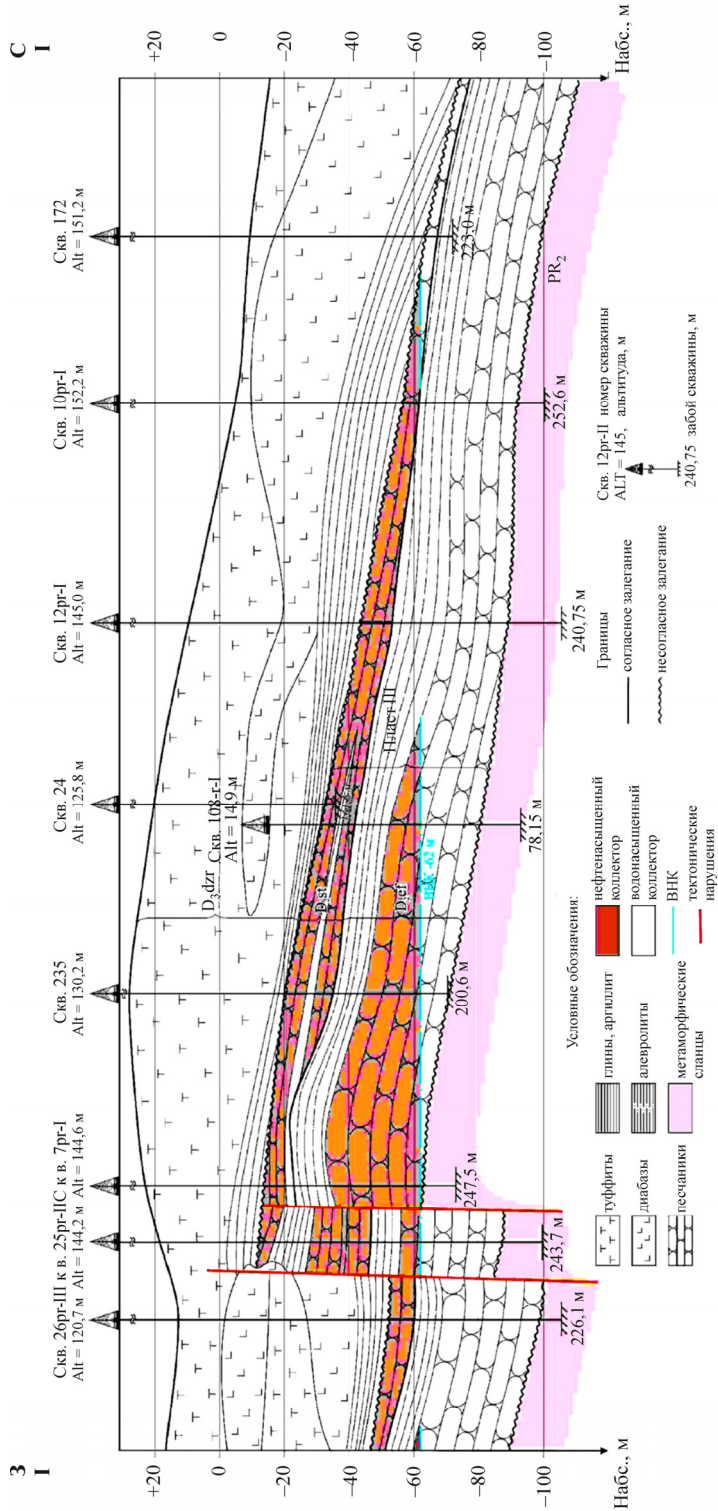


Рис. 1. Схематический геологический разрез Ярегского месторождения

поверхности и несовершенство покрышки обусловили потерю значительной части легких фракций нефти. По существу, в ярегской нефти полностью отсутствуют бензиновые фракции [2].

По величине запасов месторождение относится к категории крупных [3].

Сложность геологического строения, значительная вязкость нефти и вместе с тем небольшие глубины залегания пластов обусловили существующую на данный момент разработку месторождения шахтным способом [4, 5].

### Системы разработки нефтешахт Ярегского нефтяного месторождения

История развития нефтешахт начинается со строительства нефтешахты № 1 в 1937 г. [6]. В 1939 г. началась разработка месторождения шахтным способом. В дальнейшем были заложены две нефтешахты с номерами соответственно 2 и 3. Глубина околоствольных дворов нефтешахт составляет 146–196 м. Добывающее предприятие расположено в Республике Коми, г. Ухте, пос. Ярега.

Вопросам исследований систем разработки посвящены следующие работы [7, 8], а также выполнены патентные разработки [9, 10, 11].

Первоначально отработка участков месторождения шахтным способом велась по Ухтинской системе (рис. 2). Суть данной системы заключается в бурении добывающих скважин с надпластового горизонта, расположенного выше продуктивного пласта на 10–20 м. Режим добычи – естественный, на истощении. Коэффициент извлечения варьируется в пределах 4–6 %.

С 1954 г. на Ярегских нефтешахтах применялась уклонно-скважинная система разработки (рис. 3). Отличие от предыдущей системы состоит в том, что добывающие галереи выполняются в кровле продуктивного пласта в форме полумесяца. Коэффициент извлечения сохранился на прежнем уровне – около 4–6 %, поскольку режим добычи не из-

менился. Данная система разработки снизила в десятки раз объем горнопроходческих работ [12, 13].

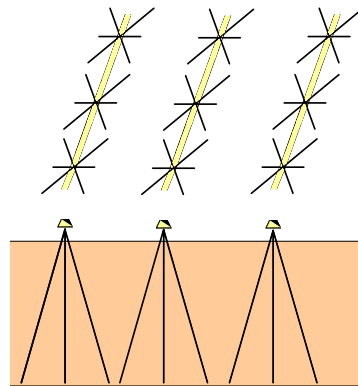


Рис. 2. Ухтинская система разработки

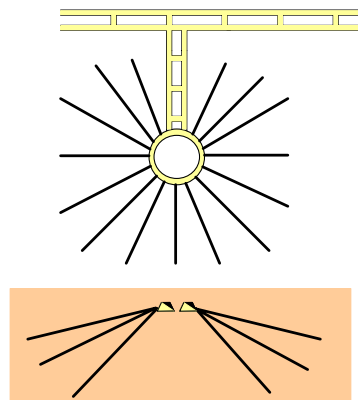


Рис. 3. Уклонно-скважинная система разработки

С 1972 г. применяется термощахтный способ [14], включающий в себя несколько схем систем разработок, созданных в разные годы: двухгоризонтная (рис. 4), двухъярусная, одногоризонтная, панельная, подземно-поверхностная [15].

Отличие схем систем разработок термощахтного способа добычи нефти заключается в объеме горнопроходческих работ по продуктивному пласту и пустым породам. Отдельно стоит выделить подземно-поверхностную схему разработки, так как данная схема является наиболее эффективной и обладает наибольшим коэффициентом извлечения

нефти [16]. Отличия подземно-поверхностной схемы в том, что подача теплоносителя осуществляется по периферии обрабатываемого участка и параметры (давление, температура) закачиваемого в продуктивный пласт теплоносителя значительно выше, чем в других системах. Вследствие этого средняя температура пласта выше, чем при других способах разработки, что и обеспечивает самый высокий коэффициент извлечения нефти из существующих систем [17, 18].

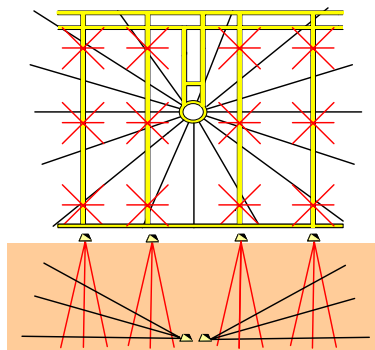


Рис. 4. Двухгоризонтная система разработки

Для данной работы наиболее важным отличием в системах разработки принимается расположение добычных выработок (галерей) относительно продуктивного пласта. В процессе развития систем разработок для увеличения эффективности добычные горные выработки (буровые галереи) максимально углублялись в продуктивный пласт и на текущей стадии развития систем разработок расположены на границе водонефтяного контакта (ВНК). ВНК представляет собой границу подошвы нефтенасыщенного коллектора с водонасыщенным песчаником, разделенной глинистыми или аргиллитовыми пропластками.

При этом добычное оборудование, предназначенное для эксплуатации уклонного блока и, в частности, буровой галереи, при текущих системах разработки располагается в нефтенасыщенном коллекторе, в насосной (выработке, яв-

ляющейся перемычкой между уклоном и ходком) на отметках, незначительно отличающихся от уровня жидкости шахтных флюидов.

### Инерционность системы разработки

Рассмотрим процессы, протекающие при эксплуатации уклонного блока. Эксплуатацию уклонного блока условно можно разделить на следующие взаимосвязанные процессы:

1. Закачка теплоносителя в пласт – процесс регулируемый и неинерционный, ввиду того, что котельная эксплуатируется круглосуточно и круглогодично, при этом подача пара регулируется на каждой паронагнетательной скважине.

2. Распределение пара по пласту – процесс сложнорегулируемый (затратный) в ходе эксплуатации и инерционный, так как распределение теплоносителя осуществляется по пробуренным до эксплуатации скважинам и трещинам пластов. Это инерционный процесс, так как энергоемкость пласта позволяет сохранить тепловое поле значительное время, достигающее нескольких месяцев в зависимости от геологической характеристики и числа скважин разрабатываемого участка. Дополнительно отметим, что для улучшения распределения пара в процессе эксплуатации существует возможность и применяется строительство новых распределительных скважин в действующих уклонных блоках.

3. Фильтрация флюидов – процесс нерегулируемый и инерционный, так как параметры фильтрации закладываются проектом разработки и срок отработки уклонных блоков достигает 25 лет в зависимости от толщины пласта и темпа разработки.

4. Истечение флюидов в уклонном блоке – процесс, зависящий от степени разработки участка и сформированных тепловых полей паронагнетательных скважин. Снижение степени регулирования происходит с увеличением степени разработки данного участка пласта.

Таким образом, при выполнении регулирования одного из процессов при эксплуатации уклонного блока необходимо учитывать инерционность системы как в целом, так и на отдельном ее этапе.

### **Проектирование оборудования насосных уклонных блоков в рамках современных систем разработки**

Основное оборудование, размещенное в насосной уклонного блока, представляет собой насосы, электродвигатели и пускатели во взрывозащищенном исполнении, так как нефтяные шахты Ярегского месторождения имеют 1-ю категорию по опасности<sup>1</sup>.

При выполнении подошвы буровой галереи уклонного блока на уровне ВНК кроме положительных свойств имеются и отрицательные свойства, поскольку ввиду разогрева подошвы пласта в добычные выработки уклонного блока начинают поступать с ВНК значительные объемы флюидов, представленные в основном пластовой водой.

Вследствие того, что пласт имеет различную нефтенасыщенную толщину и непродуктивные пропластки, вычислить технологические показатели, в частности показатели добычи флюидов, включающих в себя добываемую нефть, пластовую воду ВНК, пластовую воду нефтенасыщенного пласта, сконденсированный отработанный пар, не представляется возможным на стадии выполнения проекта разработки уклонного блока [18]. Вследствие этого в процессе эксплуатации уклонного блока при превышении допустимого значения производительности насосной уклонного блока создается вероятность подтопления либо затопления уклонного блока.

Закладывание в проекты по обустройству уклонных блоков оборудования с значительным запасом является формой

«омертвления» капитала, а также снижает показатели энергоэффективности, предусмотренные федеральным законом об энергоэффективности производства. Дополнительно отметим, что выполнение проекта с значительным запасом не позволит эффективно предусмотреть режимы работы, план горных выработок, систему электроснабжения и так далее, т.е. организовать эффективную работу горного предприятия в целом. Данный фактор не позволит сформировать на должном уровне технологический регламент.

В качестве примера одного из прогрессивных решений по данной проблеме в настоящее время можно привести проектирование и применение выполнения насосных уклонных блоков с насосами, ориентированными на откачку либо нефти, либо пластовой воды. Обеспечение отдельной откачки в зумпфе уклонного блока выполняется за счет расположения всасов насосных установок на разных высотных отметках зумпфа. Для контроля выполнения данного технического решения рекомендуется применить не менее двух уровнемеров на границах разделения фаз. Данное условие положительно влияет на капитальные затраты на оборудование уклонного блока, поскольку запас производительности насосов выполняется на добычу пластовой воды.

### **Негативные последствия недостаточной производительности насосной уклонного блока нефтешахт**

Повышение уровня флюидов в буровой галерее уклонного блока может привести к затоплению уклонного блока, при этом максимальный уровень флюидов в большинстве случаев может достигать границы разделения кровли продуктивного пласта и туффитового горизонта.

Основные негативные последствия затопления уклонного блока термощахтного способа разработки:

– затопление оборудования (насосы, пускатели, различная аппаратура). Одно

<sup>1</sup> Правила безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом: Постановление Госгортехнадзора. 1986. № 8. 226 с.

из наиболее затратных последствий затопления уклонного блока, при котором после восстановления работоспособности уклонного блока необходимо выполнить замену утепленного оборудования либо капитальный ремонт на поверхности специализированной службой или сервисной организацией, имеющей допуск к данным работам;

– снижение срока работы крепи. В настоящее время основная часть выработок уклонных блоков Ярегского месторождения закреплена железной арочной податливой крепью. При погружении в флюиды процессы коррозии значительно ускоряются, увеличиваются нагрузки на крепь, а также увеличивается вероятность обрушения крепи.

– снижение объемов добываемой нефти. При нехватке производительности насосов наиболее действенным методом для снижения вероятности затопления является закрытие добывающих скважин, поскольку именно скважины обеспечивают основной приток жидкости в уклонный блок и объемы добываемой нефти. Соответственно, если не перекрыть запорную арматуру добывающих скважин, повышение уровня флюидов в уклонном блоке произойдет значительно быстрее;

– влияние уровня флюидов уклонного блока на смежные уклонные блоки. В подтопленном или затопленном состоянии уклонный блок негативно влияет на смежные уклонные блоки, поскольку происходит увеличение обводненности продукции близлежащих уклонов;

– ухудшение микроклимата (условий труда). При повышении максимального уровня флюидов повышается аэродинамическое сопротивление уклонного блока, уровень отдачи тепла воздушной струе, влажность и как результат – средняя температура. Отметим также, что шахтная вентиляция осложнена другими последствиями ухудшения микроклимата [19]. При затоплении буровой галереи и насосной, выработки уклонного блока

ходок и уклон становятся тупиковыми выработками, для выполнения работ необходимо выполнить местную систему проветривания, например поставить вентилятор местного проветривания с вентиляционным коробом.

Таким образом, устранение последствий несет значительные капитальные и временные затраты на восстановление и выход на проектную мощность производства.

Дополнительно отметим, что с увеличением притока флюидов в уклонный блок вероятность превышения предельно-допустимых концентраций углеводородных газов, образовавшихся из растворенных газов в флюидах, остается достаточно низкой [7].

### **Разделение насосных групп**

При нехватке производительности насосов уклонного блока принимается решение об установке дополнительных насосов для обеспечения бесперебойной работы уклонного блока. Для этого необходимо выполнить дополнительные горные работы по проходке дополнительных площадей под насосы, фундамент, обвязку и электроснабжение дополнительного оборудования [14]. Отметим, что в некоторых случаях при высоком притоке из-за нехватки времени выполнить установку дополнительных насосов не представляется возможным.

Для снижения вероятности затопления уклонных блоков предлагается следующая методика: насосы, расположенные в насосной уклонного блока, разделить по назначению на две насосные группы – передвижные и стационарные. Стационарная группа расположена в насосной уклонного блока и предназначена для откачивания основного притока флюидов. При этом запас по производительности выбирается стандартный или минимально допустимый. Передвижные насосные группы расположены на рельсах в наклонных выработках уклонного блока и предназначены для откачивания

флюидов с уклонного блока в случае, если стационарная группа не справляется с объемами поступающих в уклонный блок флюидов. Одна передвижная насосная группа рассчитана на использование в нескольких уклонных блоках.

### Описание технического решения передвижных насосных групп

Единица передвижной насосной группы представляет собой одну или две сгруппированные тележки, на которых расположен насос с электродвигателем и пускателем. На рис. 5 представлен разрез ходка уклонного блока с установленным насосом.

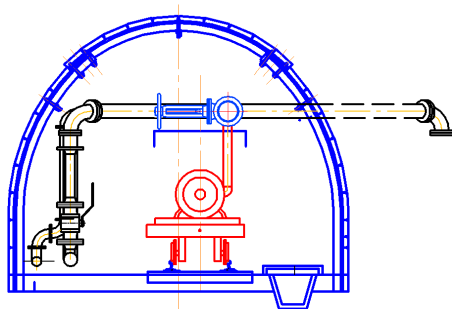


Рис. 5. Техническое решение по реализации передвижной насосной группы

Крепление насоса осуществляется за счет установки железнодорожных башмаков и закрепления лебедкой, которая находится на верхнем уровне наклонных выработок. Отметим, что лебедка находится в лебедочной камере на верхней границе ходка и уклона в уклонном блоке и является существующим сооружением для выполнения грузоподъемных технологических операций, поскольку шахтные локомотивы не могут передвигаться по наклонным выработкам уклонного блока. Насос для передвижной насосной группы выбирается исходя из существующих стационарных насосов, входящих в стационарную насосную группу, так как для оптимальной совместной работы давление насосов должно находиться на одном уровне для обеспе-

чения работы насосов в номинальном режиме. При этом насос не должен затруднять передвижение обслуживающего персонала в соответствии с нормами безопасности.

В зависимости от обвязки технологических трубопроводов уклонного блока дополняется обвязка для быстрого присоединения передвижной насосной группы, при этом параллельно выполняется подключение электродвигателя насоса к системе электроснабжения уклонного блока. Подключение представляет собой соединение кабеля от пускателя передвижной насосной установки с взрывозащищенной коробкой, расположенной вблизи планируемого расположения передвижной насосной группы и подключенной к системе электроснабжения уклонного блока. Дополнение технологической обвязки представляет собой тройник (несколько трубопроводов и запорная арматура). При этом все элементы крепления трубопроводов и арматуры выполняются фланцевым соединением в соответствии с правилами безопасности<sup>2</sup> [12]. Подача флюидов может осуществляться как по гибкому шлангу, так и по предварительно смонтированному трубопроводу.

Хранение передвижных насосных групп предполагается в околостольном дворе или на запасных путях в капитальных выработках нефтешахты. Степень подготовки к применению передвижных насосных установок определяется технологическим регламентом, разрабатываемым проектной организацией, проектирующей обустройство уклонного блока, и службами нефтешахты.

Подключение передвижной насосной группы включает в себя следующие операции: передвижение электровозом насосной группы к уклонному блоку, спуск на лебедке, закрепление установки, об-

<sup>2</sup> Правила безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом: Постановление Госгортехнадзора. 1986. № 8. 226 с.



вязка трубопроводов, подключение к электросети, комплексное опробование. В зависимости от технологической обвязки стационарных и передвижных насосных установок на период выполнения комплексного опробования необходимо отключить стационарную насосную группу. Точное время работ и последовательность определяются технологическим регламентом предприятия.

В случае катастрофического притока флюидов в уклонный блок, вызванного совокупностью факторов, таких как ошибка в высотной отметке подошвы уклонного блока и влияние нескольких уклонных блоков, для восстановления работоспособности уклонного блока предлагается следующее решение. После затопления насосной уклонного блока и выхода из строя стационарной насосной группы добычу флюидов вести с помощью гибкого шланга и при повышении уровня флюидов в затопленном уклонном блоке передвигать передвижные насосные установки с помощью электропривода лебедки и далее закреплять железнодорожными башмаками. Нарощивание производительности передвижной насосной группы осуществляется дополнительными единицами, спускае-

мыми в уклон и ходок. В совокупности с применением других способов снижения притока флюидов это позволит создать условия для откачки затопленного уклонного блока.

### Заключение

В настоящее время добычные выработки применяемых систем разработки Ярегского нефтетитанового месторождения располагаются у подошвы продуктивного пласта. Данный фактор создает вероятность затопления горных выработок, находящихся в продуктивном пласте. Авторами предлагается техническое решение по повышению производительности насосных уклонных блоков и снижению вероятности затопления горных выработок в продуктивном пласте.

Использование предлагаемого технического решения по разделению насосной уклонного блока на стационарные и передвижные насосные группы позволяет снизить капитальные затраты на отдельный уклонный блок и повысить безопасность выполнения добычи нефти путем уменьшения инерционности производственных процессов по добыче флюидов в уклонном блоке.

### Список литературы

1. Downey M.W., Morgan W.A., Threet J.C. Petroleum Provinces of the Twenty-first Century. – 2001. – 573 p.
2. Проблемы подземной добычи нефти на Ярегском нефтетитановом месторождении / Д.Г. Закиров, М.А. Мухаметшин, Г.Д. Закиров, В.Э. Гуляев, И.И. Янсибаев // Горный журнал. – 2013. – № 6. – С. 59–61.
3. Chilingar George V., Teh Fu Yen. Bitumens, asphalts, and tar sands. – Elsevier, 2011. – 330 p.
4. Baibakov N.K., Garushev A.R., Cieslewicz W.J. Thermal Methods of Petroleum Production. – Elsevier, 2011. – 208 p.
5. Герасимов И.В., Коноплев Ю.П., Гуляев В.Э. Комплексное развитие Ярегского нефтетитанового месторождения / // Территория «Нефтегаз». – 2011. – № 11. – С. 26–31.
6. Кремс А.Я. История создания нефтяных шахт на Ухте // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1964. – № 9. – С. 12–15.
7. Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. – М., 2006. – 288 с.
8. Бохеерман А.А. Основные направления развития технологии тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Наука, 1990. – 164 с.
9. Способ разработки трещиноватой залежи высоковязкой нефти: пат. 2321734 Рос. Федерация, МПК E21B 43/24 / Л.М. Рузин, В.В. Шкандратов, Г.В. Чикишев; заявл. 30.10.2006; опубл. 10.04.2008.

10. Термощахтный способ разработки трещиноватой залежи высоковязкой нефти: пат. 2467161 Рос. Федерация, МПК E21B43/24 / Г.В. Чикишев, И.В. Герасимов, Ю.П. Коноплев [и др.]; заявл. 11.04.2011; опубл. 20.10.2012.
11. Способ термощахтной разработки неоднородной нефтяной залежи: заявка 4726207/03 СССР, МПК E21B 43/24 / Г.В. Чикишев, В.Я. Юдин, Б.А. Тюнькин, А.Г. Алиев; заявл. 02.08.1989.
12. Термощахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) / Ю.П. Коноплев, В.В. Питиримов, В.П. Табаков, Б.А. Тюнькин // Горный информационно-аналитический бюллетень: науч.-техн. журн. – 2005. – № 3.
13. Тюнькин Б.А., Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти. – Ухта, 1996. – 158 с.
14. Stephen Michell. Mine Drainage: Being a Complete and Practical Treatise on Direct-Acting Underground Steam Pumping Machinery / Cambridge University Press. – 2011. – 370 p.
15. Tyunkin B.A., Konoplev Yu.P., Tsekhmeistryuk A.K. The host-shaft method for extracting oil // World Expo. – London, 1994. – P. 2–3.
16. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М.: Недра, 1995. – 264 с.
17. Коноплев Ю.П. Опыт термощахтной разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 72–76.
18. Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул. – М.: Высш. шк., 1988. – 239 с.
19. Седнев Д.Ю., Николаев А.В. Естественная тяга, действующая между стволами нефтешахты № 2 Ярегского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 1. – С. 150–152.

#### References

1. Downey M.W., Morgan W.A., Threot J.C. Petroleum Provinces of the Twenty-first Century. 2001. 573 p.
2. Zakirov D.G., Muxametshin M.A., Zakirov G.D., Yansibaev I.I. Problemy podzemnoi dobychi nefiti na Iaregskom nefetititanovom mestorozhdenii [Problems underground on Yaregskii oil field]. Gornyi zhurnal, 2013, no 6, pp. 59–61.
3. Chilingar George V., Teh Fu Yen. Bitumens, asphalts, and tar sands. Elsevier, 2011. 330 p.
4. Baibakov N.K., Garushev A.R., Cieslewicz W.J. Thermal Methods of Petroleum Production. Elsevier, 2011. 208 p.
5. Gerasimov I.V., Konoplev Yu.P., Culayev V.E'. Kompleksnoe razvitie Iaregskogo nefetititanovogo mestorozhdeniia [Integrated development Yaregskii oil titan field]. *Territoriiia "Neftegaz"*, 2011, no. 11, pp. 26–31.
6. Krems A.Ia. Istoriia sozdaniia nefitianykh shakht na Ukhte [History of the creation oil mines in Ukhta]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 1964, no. 9, pp. 12–15.
7. Konoplev Iu.P., Buslaev V.F., Yagubov Z.X., Sxadaya N.D. Termoshakhtnaia razrabotka nefitianykh mestorozhdenii [Thermal-mining oilfield development]. 2006. 288 p.
8. Boxerman A.A. Osnovnye napravleniia razvitiia tekhnologii teplovykh metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov [The main directions of development of the technology of thermal EOR methods]. Moscow: Nauka, 1990. 164 p.
9. Ruzin L.M., Shkandrato V.V., Chikishev G.V. Sposob razrabotki treshchinovatoi zalezhi vysokoviazkoi nefiti [Way to develop a high-viscosity oil fractured reservoir]. *Patent 2321734 RF*, 2006.
10. Chikishev G.V., Gerasimov I.V., Konoplev Iu.P. Termoshakhtnyi sposob razrabotki treshchinovatoi zalezhi vysokoviazkoi nefiti [Thermal coal mine way to develop high-viscosity oil fractured reservoir]. *Patent 2467161 RF, MPK E21V43124*, 2012.
11. Chikishev G.V., Iudin V.Ia., Tiun'kin B.A., Aliev A.G. Sposob termoshakhtnoi razrabotki neodnorodnoi nefitianoii zalezhi [Thermal-mining oil field development heterogeneous oil reservoir]. *Patent USSR 4726207/03, MPK E21V43124*, 1989.
12. Konoplev Iu.P., Pitirimov V.V., Tabakov V.P., Tyun'kin B.A. Termoshakhtnaya razrabotka mestorozhdenij s tyazhelymi neftyami i prirodnymi bitumami (na primere Yaregskogo nefityanogo mestorozhdeniia) [Termoshakhtnaya mining with heavy oil and natural bitumen(for example Yareg oilfield)] *Gornyi informatsionno-analiticheskii biulleten'*, 2005, no 3.

13. Tyun'kin B.A., Konoplev Iu.P. Opyt podzemnoi razrabotki neftianykh mestorozhdenii i osnovnye napravleniia razvitiia termoshakhtnogo sposoba dobychi nefti [Experience underground oilfield development and direction of development method thermal-mining oil]. Uxta, 1996, 158 p.

14. Stephen Michell. Mine Drainage: Being a Complete and Practical Treatise on Direct-Acting Underground Steam Pumping Machinery. Cambridge University Press, 2011. 370 p.

15. Tyunkin B.A., Konoplev Yu.P., Tsekhmeistryuk A.K. The host-shaft method for extracting oil. *World Expo*. London, 1994, pp. 2–3.

16. Antoniadi D.G. Nauchnye osnovy razrabotki neftianykh mestorozhdenii termicheskimi metodami [Scientific bases of working out of oil fields by thermal methods]. Moscow: Nedra, 1995. 264 p.

17. Konoplev Iu.P. Opyt termoshakhtnoi razrabotki Iaregskogo mestorozhdeniia vysokoviazkoi nefti [Experience thermal-mining development Yaregskii field of Heavy Oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 72–76.

18. L'vovskii E.N. Statisticheskie metody postroeniia empiricheskikh formul [Statistical methods for constructing empirical formulas]. Moscow: Vysshaia shkola, 1988. 239 p.

19. Sednev D.Iu., Nikolaev A.V. Estestvennaia tiaga, deistvuiushchaia mezhdru stvolami nefteshakhty № 2 Iaregskogo mestorozhdeniia Obshchestvo s ogranichennoi otvetstvennost'iu "LUKOIL-Komi" [Natural traction, acting between the trunks nefteshahty number 2 Yaregskii field "LUKOIL-Komi"]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2011, vol. 5, no. 1, pp. 150–152.

#### Об авторах

**Кривощёков Сергей Николаевич** (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: krivoshchekov@pstu.ru).

**Седнев Данил Юрьевич** (Пермь, Россия) – аспирант кафедры электрификации и автоматизации горных предприятий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: danil.sednev@mail.ru).

#### About the authors

**Krivoshchokov Sergey Nikolayevich** (Perm, Russia) – Ph.D in technical sciences, senior lecturer of the Petroleum Geology Department of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskij ave., 29; e-mail: krivoshchekov@pstu.ru).

**Sednev Danil Yurievich** (Perm, Russia) – postgraduate student of the electrification and automation department of mining and petroleum production of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskij ave., 29; e-mail: danil.sednev@mail.ru).

Получено 15.06.2013