



УДК 330.15

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ БУРЕНИЯ



### INCREASE OF EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF OIL-GAS DEPOSITS THROUGH INNOVATIVE METHODS OF DRILLING

**Назарова Зинаида Михайловна**

доктор экономических наук, профессор,  
заведующий кафедрой производственного  
и финансового менеджмента,  
Российский государственный  
геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе  
nazarovazm@mgri-rggru.ru

**Забайкин Юрий Васильевич**

кандидат экономических наук, доцент,  
кафедра экономики  
минерально-сырьевого комплекса,  
Российский государственный  
геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе

**Новикова Светлана Алимовна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры производственного  
и финансового менеджмента,  
Российский государственный  
геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе  
novikovasa@mgri.ru

**Леонидова Юлия Анатольевна**

кандидат технических наук,  
старший преподаватель  
кафедры производственного  
и финансового менеджмента,  
Российский государственный  
геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе  
yuliya-leonodova@ya.ru

**Аннотация.** Развитие нефтяной отрасли в России и во всем мире сегодня зависит от того, насколько активно предприятия внедряют новые технологии, позволяющие повысить эффективность производства и сократить издержки. В статье рассмотрены направления повышения эффективности освоения нефтегазовых месторождений через инновационные методы бурения. Автором приводится оценка нефтегазового месторождения на примере Западно-Лекейягинского месторождения. Автор приходит к выводу, что при использовании технологии бурения на депрессии трассы нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей» дебит скважины вырастает в разы. Эффективность этой технологии снижает ее высокую стоимость. В настоящее время наиболее распространено бурение на репрессии, когда давление столба жидкости в скважине превышает пластовое давление, а также бурение на

**Nazarova Zinaida Mihailovna**

Doctor of Economic Sciences, Professor,  
Head of the Department of Industrial  
and Financial Management,  
Russian State Geological Exploration  
University named after Sergo Ordzhonikidze  
nazarovazm@mgri-rggru.ru

**Zabaikin Yuri Vasilevich**

PhD in economics, Associate Professor,  
Department of economics of mineral complex,  
Russian State Geological Exploration  
University named after Sergo Ordzhonikidze

**Novikova Svetlana Alimovna**

Associate Professor of the Department  
of Industrial and Financial Management,  
Russian State Geological Exploration  
University named after Sergo Ordzhonikidze  
novikovasa@mgri.ru

**Leonidova Yulia Anatolievna**

PhD in technical sciences,  
Senior lecturer in the Department  
of Industrial and Financial Management,  
Russian State Geological Exploration  
University named after Sergo Ordzhonikidze  
yuliya-leonodova@ya.ru

**Annotation.** The development of the oil industry in Russia and around the world today depends on how actively enterprises are introducing new technologies that will improve production efficiency and cut costs. In the article the directions of increase of efficiency of development of oil and gas deposits through innovative methods of drilling are considered. The author provides an assessment of the oil and gas field by the example of the West Lekeyaginskoye field. The author comes to the conclusion that using the drilling technology on the depression of the oil pipeline route «UPN Zapadnaya-Lekeyaginskaya» – Node 18 of NP «YuX-Varandey», the production rate of the well grows many-fold. The effectiveness of this technology reduces its high cost. Currently, the most common drilling is in repression, when the pressure of a column of



репрессии эффективно на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах.

**Ключевые слова:** нефтегазовое месторождение, методы, бурения, скважины, нефтегазопровод, метод депрессии.

liquid in a well exceeds the reservoir pressure, and also drilling on repression is effective in wells of insignificant depth and in unstable soils.

**Keywords:** oil and gas field, methods, drilling, wells, oil and gas pipeline, method of depression.

**В** условиях высочайшей конкуренции на мировом нефтегазовом рынке для России чрезвычайно важно обеспечение максимальной продуктивности добывающих скважин (в том числе и на поздних стадиях эксплуатации). Очевидно, что достичь этого можно лишь применением инновационных технологий, в каждом отдельном случае являющихся оптимальными для сохранности естественной проницаемости пластов. С точки зрения соотношения величины давления, создаваемого в колоннах, к аналогичному давлению в пластах таких технологий две – бурение на депрессии и на репрессии. Спустя 15–20 лет эксплуатации продуктивность добычи, в зависимости от ряда дополнительных характеристик месторождения, снижается от 5 до 60 раз, и даже текущие и капитальные ремонты восстановить хотя бы 50 %-ную первоначальную отдачу оказываются не в состоянии [1, с. 11]. Причина этого – в возникновении явления кольматации и, как следствие, быстром падении под репрессивным воздействием скважинного ПЗП (проницаемости забойного пласта), независимо от используемого инструментария и типа бурового оборудования.

По этой причине подавляющее число ведущих мировых и российских нефтегазовых компаний везде, где допустимо применение иной технологии, используют инновационные методы бурения, среди них – бурение на депрессии. Кардинальное ее отличие состоит не в повышенном, а пониженном (по отношению к пласту) создаваемом давлении в шахте – что не только вызывает приток флюидов с той же степенью эффективности, но и сохраняет естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении гораздо более долгого времени [3, с. 27]. При бурении на депрессии пластовое давление всегда должно быть выше, чем гидростатическое давление бурового раствора. Гидростатическое давление бурового раствора может быть ниже пластового давления либо потому, что такое давление поддерживается намеренно, либо оно возникает из-за высокого коэффициента аномальности или обусловлено наличием в буровом растворе природного газа, азота или воздуха [2, с. 67]. Независимо от того, является ли состояние депрессии специально заданным или вызванным геологическими условиями, результатом будет приток в скважину пластовых флюидов, которые необходимо вымывать с циркуляцией из скважины и контролировать на поверхности.

Совершенствование инженерной инфраструктуры нефтепромыслов за счет повышения эффективности освоения нефтегазовых месторождений через инновационные методы бурения определяют актуальность рассматриваемой темы. А также в купе той сложной политической и экономической ситуации в которой нефтегазовый сектор функционирует с момента введения первых секторальных санкций в 2014 г. [5, с. 200].

Рассмотрим технологию нефтегазового месторождения на примере Западно-Лекейягинского месторождения и это позволит сделать объективный вывод по применимости рассматриваемой технологии и процессов разработки нефтегазовых залежей. В административном отношении Западно-Лекейягинское месторождение расположено в Архангельской области Ненецкого автономного округа на территории муниципального района Заполярный район. Территория работ относится к району с малоразвитой инфраструктурой, которая представлена в основном нефтяными кустами, немногочисленными коридорами трубопроводов, транспортирующих природные ресурсы от места добычи к местам потребления, и сопутствующими коммуникациями, и строениями. Транспортная сеть представлена тракторными дорогами, зимниками и вдольтрассовыми проездами.

Проектом предусмотрено строительство объектов обустройства в три этапа.

#### *1-й этап*

Обустройство кустовой площадки № 1, обустройство площадки одиночной скважины № 69, строительство нефтегазосборных трубопроводов от обустраиваемого куста № 1 и скважины № 69 до площадки ЦПС Западно-Лекейягинского нефтяного месторождения. Замер дебита скважины № 69 предусмотрен на площадке куста № 1.

#### *2-й этап*

Обустройство кустовой площадки № 2, обустройство площадки одиночной скважины № 62, строительство нефтегазосборных трубопроводов от обустраиваемого куста № 2 и скважины № 62 до врезки в нефтегазосборный коллектор, предусмотренный первым этапом строительства. Замер дебита скважины № 62 предусмотрен на площадке куста № 2.

#### *3-й этап*

Обустройство кустовых площадок №№ 3, 4, 5, строительство нефтегазосборных трубопроводов от обустраиваемых кустов №№ 3, 4, 5 до площадки ЦПС Западно-Лекейягинского нефтяного месторождения.



Для строительства буровых площадок кустов № 1 и № 2 на Западно-Лекейягинском нефтяном месторождении необходимы земельные участки размерами по 3,9 га. При подсчете площадей земельных участков, необходимых под строительство добывающих скважин с горизонтальным участком ствола и наклонно-направленных нагнетательных скважин на Западно-Лекейягинском нефтяном месторождении были использованы следующие материалы: топографические планы М 1:25 000 и М 1:200 000; проектные решения.

На месторождении принят кустовой метод бурения скважин с расположением кустов, по возможности, вне водоохранных зон, ценных пород леса, с целью минимизации нанесения ущерба природной среде. На рисунке 1 схема месторождения группы ВА3 (Варандей-Адзвинской зоны). На проектируемых кустах скважин размещаются добывающие, нагнетательные, оборудование для добычи, замера давления и расходов продукции добывающих скважин, закачки воды, закачки ингибиторов, технологические трубопроводы.

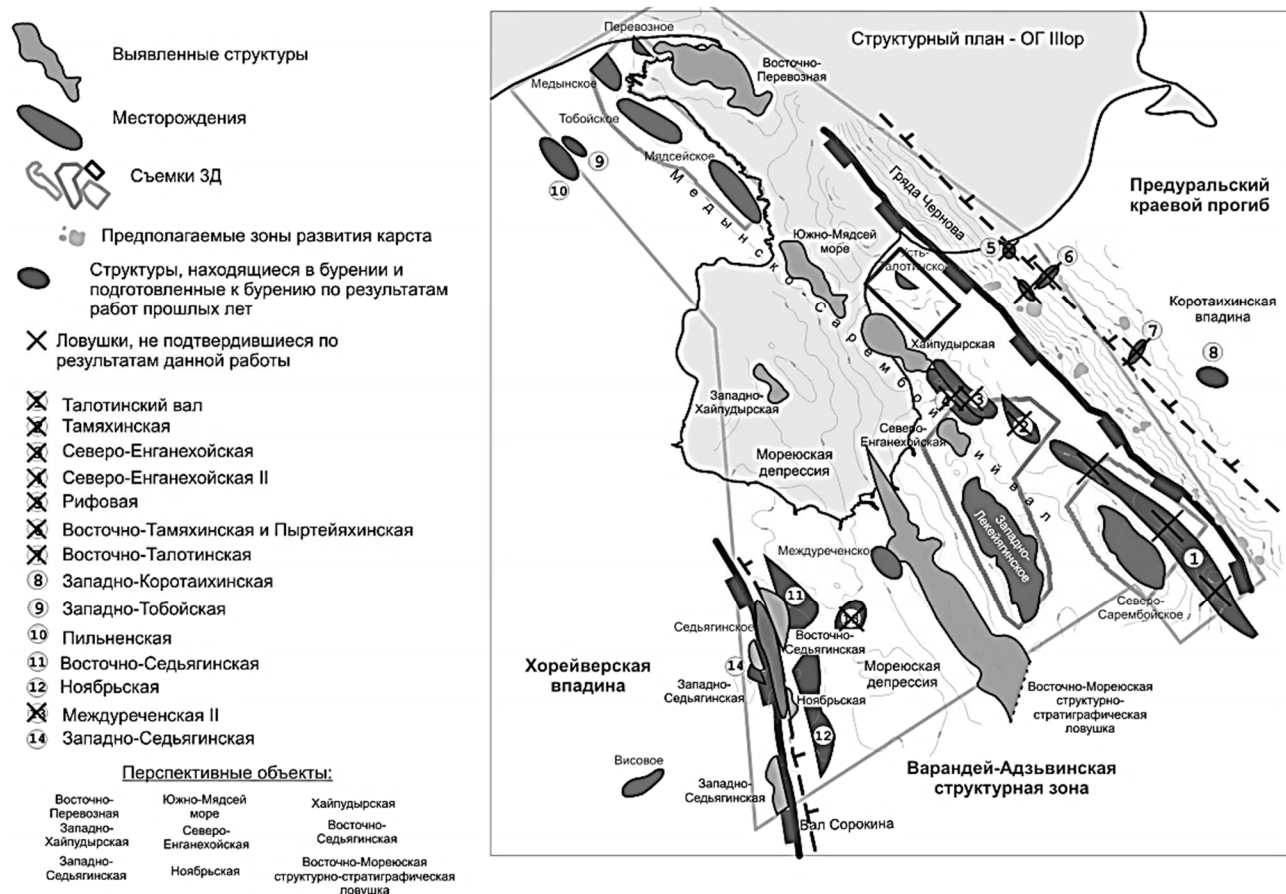


Рисунок 1 – Схема месторождения группы ВА3 (Варандей-Адзвинской зоны)

В соответствии с ВСН 51-3-85/2.38-85, СП 34-116-97 нефтегазопроводы относятся к III классу. По назначению трубопроводы в соответствии с разделом 4 СП 34-116-97 и ВСН 51-3-85/2.38-85, с учетом прокладки по территории распространения вечномерзлых грунтов, принимаются II категории. Категории участков нефтегазопроводов определяются в зависимости от пересекаемой местности в соответствии с таблицей 8 СП 34-116-97 и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Категории участков нефтегазопроводов

Участки нефтегазопроводов	Категории участков нефтегазопроводов
1	2
Узлы запуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним	II
Узлы линейной запорной арматуры	II
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения до 20 кВ и участки нефтегазопроводов протяженностью 50 м в обе стороны от пересечения с ВЛ	II



Окончание таблицы 1

1	2
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения 35 кВ и участки нефтегазопроводов протяженностью 50 м в обе стороны от пересечения с ВЛ	I
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения 110 кВ и участки нефтегазопроводов протяженностью 1000 м в обе стороны от пересечения с ВЛ.	I
Трубопроводы на участках подхода к ЦПС в пределах 250 м от ограждения	II

В зависимости от категории нефтегазопроводов и их участков назначаются объем неразрушающего контроля сварных соединений и величина испытательного давления.

В объем проектирования объектов технологического назначения по данному проекту входит:

- обустройство площадок кустов скважин №№ 1–5, в том числе обустройство водозаборных скважин на кустовых площадках;
- низконапорные водоводы к кустам скважин №№ 1–5 от насосной станции низкого давления, расположенной на ЦПС;
- узлы линейной запорной арматуры;
- обустройство водозаборных скважин в районе ЦПС и низконапорных водоводов от водозаборных скважин к ЦПС см.665/2012-093.ГП-ИОС 2.1.

Расположение скважин на кустах принято однорядное, расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами по оси НДС 15,0 м, расстояние между водозаборными скважинами принято не менее 250 м (при количестве скважин на кустовой площадке более 2 шт.) Распределение скважин по кустам приведено в таблице 2.

**Таблица 2** – Распределение скважин по кустам

Номер куста	Количество скважин, шт.			
	всего на кусте	в том числе		
		Добывающие**	Нагнетательные*	водозаборные
1	16	10	4*	2
2	24	16	7*	1
3	10	7	2*	1
4	14	10	3*	1
5	19	14	3*	2

Премечания: \* Отрабатываются на нефть (метод добычи ЭЦН);

\*\*См. том 665/2012-093.ГП-ИОС7.1.1

На кустовых площадках предусматривается размещение следующего технологического оборудования и сооружений системы ППД: блок насосов высокого давления с приемным коллектором; обогреваемый блок-бокс над водозаборной скважиной размерами 3х3 м; на кустовых площадках трубопроводы и оборудование теплоизолируются с устройством электрообогрева (саморегулирующий кабель).

Климатическое исполнение оборудования наружных установок принято ХЛ1. Для обеспечения электроэнергией электроприёмников месторождения проектом предусматривается строительство на месторождении двух подстанций 35/6 кВ, ПС35/6 кВ «Западно Лекейягская» в районе площадки ЦПС (выполняется отдельным проектом) и ПС35/6кВ «Кустовая» в районе площадки СО в точке Т.3. Для обеспечения электроэнергией электроприёмников кустов нефтяных скважин № 1–5 на каждой кустовой площадке проектом предусмотрена установка распределительного устройства 6 кВ, комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ и НКУ 0,4 кВ в блочно-модульных зданиях.

Суммарные нагрузки по проекту составляют: установленная мощность  $P_{уст.} = 19,364$  МВт, расчётная максимальная мощность  $P_p = 14,157$  МВт, годовое электропотребление  $W_r = 88040,85$  тыс. кВт.ч. Максимальные объёмы потоков транспортируемых продуктов по кустам и одиночным скважинам с учётом расчетного года максимальной суммарной производительности соответствующей нефтегазосборной ветви приведены в таблице 3.

Мероприятия по экономии энергетических ресурсов и повышению энергоэффективности являются приоритетными при проведении проектных работ и в первую очередь рассматриваются такие мероприятия, для осуществления которых не требуется или почти не требуется капитальных вложений.

Эффективное использование энергоресурсов достигается за счет применения современных технологий приемлемых с экологической точки зрения, и способствует повышению качества микроклимата в проектируемых зданиях [4, с. 67].



Таблица 3 – Максимальные объемы потоков транспортируемых продуктов

Параметр	Единица измерения	Куст 1 2026 год	Куст 2 2026 год	Куст 3 2026 год	Скв. 62 2026 год	Скв. 62 2026 год	Куст 4 2026 год	Куст 5 2026 год
Добыча нефти	тыс. т/год	191,0	260,0	191,0	17,5	17,5	211,0	192,0
Добыча газа	млн м <sup>3</sup>	11,79	16,07	11,79	1,07	1,07	13,05	11,86
Газовый фактор	м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	54,08	54,08	54,08	54,08	54,08	54,08	54,08
Обводнение	%	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	46,2	46,2
Закачка воды	тыс. м <sup>3</sup>	499	873	374	0	0	266	400

Разработанные мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности можно объединить в две группы:

1 группа – совершенствование технологических процессов, повышающих их энергетическую эффективность, использование теплоизоляционных материалов для оборудования и трубопроводов, отвечающих требованиям экономической целесообразности.

2 группа – мероприятия, снижающие затраты энергетических ресурсов за счет выбора технологического оборудования с высоким КПД, автоматизации и диспетчеризации работы систем, совершенствование их проектных решений.

*К первой группе относятся мероприятия по:*

- сохранению температуры транспортируемых продуктов за счет применения современных теплоизоляционных материалов;
- использованию современных теплоизоляционных материалов для повышенной теплозащиты наружных ограждающих конструкций проектируемых зданий;
- выбору схемы электроснабжения проектируемых объектов, обеспечивающей безопасность обслуживания, надежность электроснабжения, повышения энергетической эффективности;
- герметизации технологического процесса сбора, транспорта газожидкостной смеси;
- использованию для нефтегазопроводов бесшовных нефтегазопроводных труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости (маркой 09Г2С), что позволяет увеличить срок их службы и повысить надежность объектов освоения. При этом цена на такие трубы будет выше, чем на обычную сталь, но на жизненном цикле они себя окупают;
- назначению толщины стенок трубопроводов из условия максимально возможного давления в них с прибавкой на коррозию;
- применение блочного оборудования заводского изготовления, как более надежного в эксплуатации. В качестве нового яркого поставщика такого оборудования можно отметить компанию АО «ОМК». Эта компания разработала и спроектировала свою линейку блочного оборудования, которое сразу было принято нефтяным и сервисным сообществом.

*Ко второй группе относятся следующие технические решения, разработанные в проекте:*

- применение отопительных приборов с возможностью регулирования температуры поверхности термостатами;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами;
- контроль технологического процесса из аппаратурного блока, блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от нормальных условий эксплуатации;
- оснащение приборами учета электроэнергии, с возможностью передачи данных по системе телемеханики в АСТУЭ;
- применение современного технологического оборудования, с высоким коэффициентом КПД;
- использование ящика управления наружным освещением с таймером и фотоэлементом;
- применение для внутреннего освещения энергосберегающих ламп;
- равномерное распределение нагрузки;
- применение конденсаторных установок позволяет обеспечить значительную экономию электроэнергии за счёт компенсации реактивной мощности.

Расчет электрических нагрузок комплектных трансформаторных подстанций показал необходимость установки компенсаторов реактивной мощности, ввиду низкого показателя угла сдвига фаз:

Куст скважин № 1 ( $\cos\varphi = 0,85$ );

Куст скважин № 2 ( $\cos\varphi = 0,85$ );

Куст скважин № 3 ( $\cos\varphi = 0,84$ );

Куст скважин № 4 ( $\cos\varphi = 0,85$ );

Куст скважин № 5 ( $\cos\varphi = 0,85$ ).

Компенсация реактивной мощности выполнена на шинах 0,4 кВ подстанций 10/0,4 кВ кустовых площадок с помощью автоматизированных фильтрокомпенсирующих конденсаторных установок



(АФКУ-0,4 кВ), устанавливаемых в блок – модуле подстанции. Тип и мощность АФКУ-0,4 кВ, а также расчетный средневзвешенный коэффициент мощности с учетом АФКУ-0,4 кВ на кустах скважин и средствах очистки (СО) представлены в таблице 4. На площадках СО компенсация не предусматривается.

Участок проектируемого строительства расположен за Полярным кругом, на территории Архангельской области, Ненецком автономном округе (НАО), Муниципальное образование «Заполярный район», в северной части Большеземельской тундры, на землях арендованных СПК «Дружба Народов» и СПК «Путь Ильича».

**Таблица 4** – Данные по компенсации реактивной мощности на кустах скважин и площадках средств очистки

Наименование куста скважин	Тип АФКУ	Номинальная реактивная мощность, квар	cosφ
Куст № 1	АФКУIII-0,4-300-XX-УЗ-IP31	300	0,96
Куст № 2	АФКУIII-0,4-400-XX-УЗ-IP31	400	0,96
Куст № 3	АФКУIII-0,4-300-XX-УЗ-IP31	300	0,96
Куст № 4	АФКУIII-0,4-400-XX-УЗ-IP31	400	0,96
Куст № 5	АФКУIII-0,4-300-XX-УЗ-IP31	300	0,97
Узлы приема-запуска в точке Т. 1, точке Т. 2	-	-	0,96
Узел приема в точке Т. 3	-	-	0,90
Узлы приема-запуска в точке Т. 4	-	-	0,96

В административном отношении месторождение находится на территории Ненецкого автономного округа. Административный центр округа – г. Нарьян-Мар.

Характеристика мест размещения земельных участков намеченных к строительству объектов приведена в АКТах о выборе земельных участков.

Для каждого участка рассматривалось 2 (иногда – три) варианта выбора земельного участка. Основными принципами при выборе участков являлись:

- наименьшая удаленность от объектов разведочного и эксплуатационного бурения (объекты первой очереди обустройства);
- спокойный рельеф.

Отвод земли под каждую площадку куста в Актах отвода производился с подъездной дорогой. Согласно проектным решениям, каждая кустовая площадка обвалована; для проезда техники через обвалование предусмотрен пандус с покрытием из щебня слоем 0,3 м. В пределах обвалования предусмотрены площадки для стоянки пожарной техники. Категория земель – в основном земли запаса, ранее не использовались.

Земли, передаваемые в долгосрочную аренду, подлежат рекультивации по истечении срока пользования. Земли краткосрочной аренды рекультивируются по окончании строительства.

Технико-экономические показатели объекта проектирования приведены в таблице 5–6.

**Таблица 5** – Количество скважин объекта проектирования

Номер куста	Количество скважин, шт.			
	всего на кусте	в том числе		
		добывающие	нагнетательные	водозаборные**
1	16	10	4*	2
2	24	16	7*	1
3	10	7	2*	1
4	14	10	3*	1
5	19	14	3*	2

Премечания: \* Отрабатываются на нефть (метод добычи ЭЦН);

\*\*

**Таблица 6** – Технико-экономические показатели добычи нефти и газа

Параметр	Единица измерения	Куст 1 2026 год	Куст 2 2026 год	Куст 3 2026 год	Скв. 62 2026 год	Скв. 62 2026 год	Куст 4 2026 год	Куст 5 2026 год
Добыча нефти	тыс. т/год	191,0	260,0	191,0	17,5	17,5	211,0	192,0
Добыча газа	млн м³	11,79	16,07	11,79	1,07	1,07	13,05	11,86



Строительство межпромыслового нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей»,  $L = 141$  км,  $D = 273 \cdot 8$ , УПН на Западно-Лекейягинском м/р, энергоцентр «Западно-Лекейягинский» ( $N = 18$  МВт), УНРА на Западно-Лекейягинском месторождении, куст поглощения, ВЛ-10 кВ «ПС 6/10 кВ УПН «Варандей» – ПС 10/6 кВ «141 км», Ветро дизельный комплекс для узлов ЗРА. На текущий момент выполнены инженерные изыскания трассы нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей».

Основываясь на представленном анализе схемы освоения месторождения, характеристике геологического строения нефтеносной залежи, а также оцениваемом сроке эксплуатации объекта, экономических параметрах и требовании по дебету для того, чтобы объект показал свою запланированную эффективность правильно применять бурение на депрессию для исследуемого объекта. Применение этого метода как раз нацелено на долгосрочность поддержания заявленных показателей дебита скважин месторождения.

Таким образом, с точки зрения не только долговечности эксплуатации, но и экологической безопасности бурение на депрессии для скважин значительно целесообразней – что полностью подтверждается и мировым опытом. При этом эффективность данного метода одинакова на всех разновидностях скважин – и вертикальных, и наклонно-направленных, и горизонтальных [2, с. 56].

И в сравнении с традиционным или часто применяемым методом бурения большая эффективность как раз видится в части наклонного бурения. С учетом идущих налоговых реформ в нефтегазовом секторе и их последствий для нефтяных компаний и новых вводимых месторождений [6], а также требований и контроля за добычей со стороны государства, использование технологии бурения на депрессии дает явные экономические преимущества.

На Западно-Лекейягинском месторождении нефть добывают из карбонатных трещиноватых коллекторов. В данных условиях продуктивность добычи из скважины зависима от числа природных трещин, вскрытые при бурении. Используя стандартный метод бурения давление жидкости в скважине выше пластового, в связи с чем буровой раствор попадает в трещины пород и частично блокирует поступление нефти в скважину. Проблему поглощения буровой жидкости позволит решить технология «Бурение на депрессии». Бурение скважин на депрессии позволяет:

- минимизировать загрязнение пласта;
- обеспечить одновременное повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и притока, в связи с минимизацией повреждения коллекторов;
- увеличить показатель проходки на долото и увеличить механическую скорости бурения, в связи со снижением угнетающего давления на забой скважины;
- снизить отрицательное воздействие бурового раствора на его коллекторские свойства.

Технология депрессивного бурения позволяет эффективно поддерживать (регулировать) заданное дифференциальное давление в системе «скважина – пласт», что снижает вероятность поглощения промысловой жидкости, флюидопроявления, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины.

В качестве агента при использовании этой технологии применяют:

- раствор низкой плотности, к примеру, воду или нефть;
- азрированные растворы, газифицированные воздухом, азотом, природным газом или даже отходящие газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

При использовании технологии бурения на депрессии трассы нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей» дебит скважины вырастает в разы. Эффективность этой технологии снижает ее высокая стоимость. Бурение на депрессии не всегда допустимо. К примеру, на истощенных месторождениях (особенно газоконденсатных и газовых), где падение пластового давления к первоначальному уровню доходит до 4 раз, использование этой технологии возможно с учетом величины коэффициента аномального давления пластов ( $k_a$ ) в зависимости от глубины. Для  $k_a = 0,5-1,0$  минимальная глубина составит примерно 1 км, для  $k_a = 1,5$  – не менее 2,5 км,  $k_a = 2,0$  – более 4 км.

Применимость бурения на депрессии нужно четко сопоставлять с техническими параметрами объекта разработки, чтобы этот метод дал большую эффективность в отличии от традиционного метода. К сожалению, неустойчивость некоторых призабойных зон приводит к малому предельно допустимому скелетному напряжению, в связи с чем разрешенный уровень депрессии может колебаться в самых широких пределах, а в отдельных случаях – и вовсе являться недопустимым. Последнее относится, прежде всего, к уже истощенным крупным месторождениям (особенно газоконденсатным и газовым), где падение пластового давления к первоначальному уровню доходит до 3–4 раз. Тем не менее, использование технологии депрессивного бурения возможно и на них – но лишь с учетом величины коэффициента аномального давления пластов ( $k_a$ ) в зависимости от глубины.

Данную зависимость можно выразить в цифрах следующим образом:

- для  $k_a = 0,5-1,0$  – минимальная глубина составит примерно 1 км;
- для  $k_a = 1,5$  – не менее 2,5 км;
- для  $k_a = 2,0$  – более 4 км.



В настоящее время наиболее распространено бурение на репрессии, когда давление столба жидкости в скважине превышает пластовое давление. Вскрытие пласта происходит за счет циркуляции бурового раствора средней плотности 1,2–1,3 т/м<sup>3</sup>. Бурение на репрессии эффективно на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах. Недостатком является относительно быстрое снижение дебита. За 20 лет продуктивность добычи может снижаться в интервале 5–60 раз из-за быстрого падения скважинной проницаемости забойного пласта (ПЗП). Это происходит при кольматации (закупоривании), независимо от используемого инструмента и типа бурового оборудования.

Для успешного проведения бурения нефтяных скважин №1-5 Западно-Лекейягинского Ненецкого автономного округа, Административный центр округа – г. Нарьян-Мар на депрессии необходимым фактором является обучение персонала для данной технологии или привлечение специализирующейся на таком виде бурения сервисной компании. Считается, что для бурения на депрессии и заканчивания скважин требуется дополнительно 15–20 членов бригады в сравнении со стандартным подходом. Когда бригада будет понимать, чего нужно достичь, работы будут выполняться более качественно, с меньшим числом осложнений и аварий, а, следовательно, более экономически выгодно для нефтяной компании.

### Литература

1. Беляева А.П. Перспективы развития мирового рынка нефти // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2016. – Т. 6. – С. 11–15.
2. Бланк И.А. Инвестиционный менеджмент. – М. : Эльга; Ника-Центр, 2016.
3. Ковалев В.В. Финансовый менеджмент: теория и практика. – М. : ТК Велби, изд-во Проспект, 2016. – 1104 с.
4. Крайнова Э.А., Лоповок Г.Б. Техничко-экономическое проектирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности : учебник для вузов. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – 272 с.
5. Лютягин Д.В. Анализ последствий действий секторальных санкций на перспективы развития нефтегазового сектора РФ // Научный Рецензируемый Журнал «Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии». – 2018. – Издание № 1. – Ч. 2. – 200 с.
6. Лютягин Д.В., Забайкин Ю.В. Налоговая реформа в нефтегазовом секторе экономики России – преимущества и недостатки перехода от НДС к НДД // Современная наука: Актуальные проблемы теории и практики, серия Экономика и право. – 2018. – Выпуск № 2.

### References

1. Belyaeva A.P. Prospects of the world oil market development // Scientific-methodical electronic journal «Concept». – 2016. – Vol. 6. – P. 11–15.
2. Blank I.A. Investment management. – M. : Elga; Nika-Center, 2016.
3. Kovalev V.V. Financial management: theory and practice. – M. : TK Welby, Prospektov Publishing House, 2016. – 1104 p.
4. Krainova E.A., Lopovok G.B. Technical-economical designing at the enterprises of oil and gas industry: a textbook for the universities. – M. : Publishing Centre of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016. – 272 p.
5. Lutyagin D.V. Analysis of consequences of the sector sanctions actions on prospects of the oil and gas sector development in Russia // Scientific Reviewed Journal «Competitiveness in the global world: economy, science, technology». – 2018. – Publication № 1. – Part 2. – 200 p.
6. Lutyagin D.V., Zabaikin Yu.V. Tax reform in the oil and gas sector of Russian economy – advantages and disadvantages of the MET to NDD transition // Modern science: Actual problems of theory and practice, Economics and law series. – 2018. – Issue № 2.