

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

УДК 622.06

К.И. Пovyишев, ООО «Газпромнефть НТЦ» (Тюмень, РФ), Povyishev.KI@gazpromneft-ntc.ru

С.А. Вершинин, ООО «Газпромнефть НТЦ», Verшинin.SA@gazpromneft-ntc.ru

А.Н. Блябляс, ООО «Газпромнефть НТЦ», Blyablyas.AN@gazpromneft-ntc.ru

О.С. Верниковская, ООО «Газпромнефть НТЦ», Vernikovskaya.OS@gazpromneft-ntc.ru

Новопортовское месторождение – самое северное и наиболее крупное на п-ове Ямал. Его запасы составляют более 250 млн т нефти и конденсата и более 270 млрд м³ газа. Эффективная эксплуатация данного месторождения затруднена наличием газовой шапки, низкой проницаемостью коллекторов, присутствием подстилающей воды и большим газосодержанием в скважинной продукции. В существующих реалиях стандартный способ разработки скважин имеет ряд недостатков, и поиск метода прогнозирования оптимального режима эксплуатации подобных месторождений становится актуальной задачей. В работе построена интегрированная модель Новопортовского месторождения для разных сценариев эксплуатации, выполнена их технико-экономическая оценка. Даны рекомендации по повышению эффективности разработки при наличии осложняющих факторов. Представленная экономическая модель позволила выявить основные управляющие факторы, влияющие на выбор способа эксплуатации скважин. Опробованная методика расчета может служить основой для прогнозирования применительно к другим объектам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НОВОПОРТОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, РАЗРАБОТКА СКВАЖИН, ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА.

В современных условиях невозможно обеспечить заданный уровень добычи нефти без использования высокотехнологичных подходов и нового инструментария. Приоритетными направлениями нефтяных компаний становятся повышение эффективности эксплуатации действующих месторождений, разработка газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек.

Новопортовское месторождение составляет ключевой актив ПАО «Газпром нефть» на п-ове Ямал с большим потенциалом. Несмотря на то, что открыто месторождение в далеком 1964 г., его запасы превышают 250 млн т нефти и конденсата и 270 млрд м³ газа, которые сосредоточены в пяти пластах.

Новопортовское месторождение – самое северное и наиболее крупное на п-ове Ямал, но сложность

его разработки и обустройства обусловлена не столько географией и отсутствием транспортной инфраструктуры, сколько наличием газовой шапки и подстилающей воды, низкой проницаемостью коллекторов и большим газосодержанием в скважинной продукции. Основной способ эксплуатации в существующих реалиях – механизированная добыча электроцентробежными насосами по прокатной схеме. В условиях географической автономии, высокой стоимости проката оборудования и низкой эффективности работы установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) на жидкости с высоким содержанием растворенного газа возможность моделирования режима работы при разных схемах эксплуатации представляет значительный практический интерес.

Существующие модели и методики оценки не позволяют в пол-

ной мере спрогнозировать темпы прорыва газа и подобрать оптимальные способы эксплуатации для каждого конкретного случая [1]. В настоящей работе описано применение интегрированного моделирования (ИМ) для решения этой задачи на примере Новопортовского месторождения. Выполнена технико-экономическая оценка разных вариантов разработки скважин и даны рекомендации по повышению эффективности разработки и обустройства в условиях осложняющих факторов.

**ИНТЕГРИРОВАННОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ
КАК ИНСТРУМЕНТ
ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
СЦЕНАРИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Интегрированная модель представляет собой математическое описание месторождения, объединяющее гидродинамические моде-

K.I. Povyshev, Gazpromneft NTC LLC (Tyumen, the Russian Federation), Povyshev.KI@gazpromneft-ntc.ru

S.A. Vershinin, Gazpromneft NTC LLC, Vershinin.SA@gazpromneft-ntc.ru

A.N. Blyabiyas, Gazpromneft NTC LLC, Blyabiyas.AN@gazpromneft-ntc.ru

O.S. Vernikovskaya, Gazpromneft NTC LLC, Vernikovskaya.OS@gazpromneft-ntc.ru

Enhancing the operation efficiency of fields with high gas contents (exemplified by Novoportovskoye field)

Novoportovskoye is the northernmost and the largest field on Yamal Peninsula. Its reserves exceed 250 mln tons of oil and condensate and 270 b cubic meters of gas. Efficient operation of this field is constrained by a gas cap, low permeability of the reservoirs, presence of bottom water, and high gas content in production fluid. Given the existing conditions, conventional method of well development has a number of shortcomings, so finding a method to forecast the optimum operation condition for such fields is becoming an immediate task.

A new integrated model of Novoportovskoye field is developed during the study, for various operating scenarios with their technical and economic evaluation. Recommendations are provided on enhancing efficiency of development, given the complicating factors.

The presented economic model has revealed the key managing factors that influence the choice of well operation method. The calculation methodology is tested and can be a basis for forecasting when applied to other facilities.

KEYWORDS: NOVOPORTOVSKOYE FIELD, WELL DEVELOPMENT, GASLIFT OPERATION, INTEGRATED MODEL, FORECASTING, TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION.

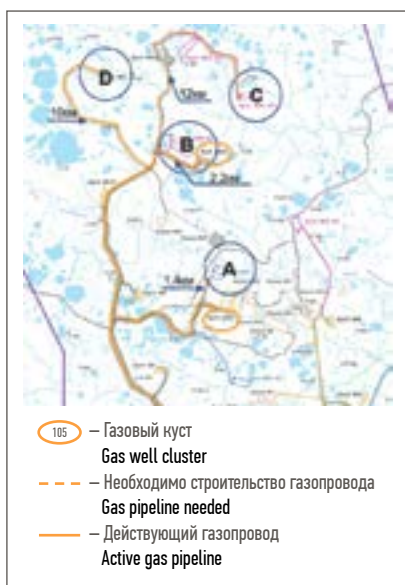


Рис. 1. Кустовые площадки, выбранные для технико-экономического анализа
Fig. 1. Multiple well platforms selected for technical and economic analysis

ли пласта, модели скважин и наземной инфраструктуры, связанные между собой на платформе-интеграторе. Она позволяет рассчитать кривую притока, корректировать дебиты скважин и выполнить узловой анализ. Посредством ИМ создаются алгоритмы управления пластом и сценарии эксплуатации месторождений.

В Petroleum Experts Inc. построена ИМ Новопортовского месторожде-

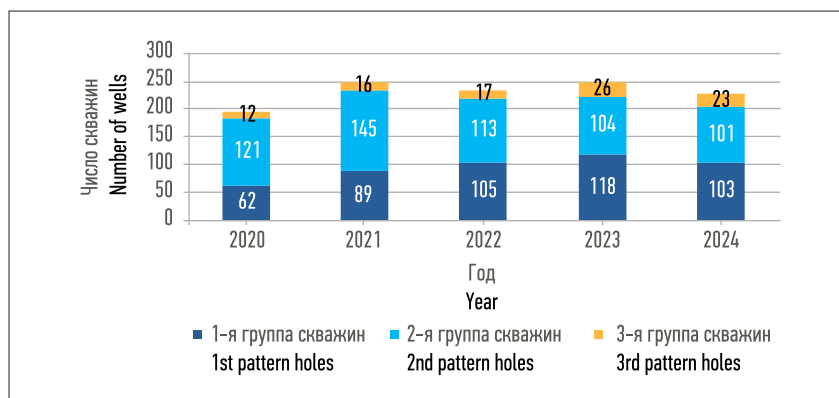


Рис. 2. Распределение фонда скважин по способам эксплуатации
Fig. 2. Well stock distribution by operation method

ния. Она оптимизирована по данным четырех кустовых площадок, находящихся в стадии проектирования (рис. 1). Гидродинамические параметры пласта на этих площадках обуславливают постоянный рост содержания растворенного газа. В условиях высокого газового фактора насосное оборудование работает нестабильно, что привлекает интерес к поиску альтернативного решения. Цифровая модель позволила сравнить УЭЦН с технологией газлифтной эксплуатации (ГЭ).

Согласно ИМ при базовом сценарии добычи УЭЦН весь фонд скважин Новопортовского месторождения можно разделить на три основные категории (рис. 2).

1-я группа. Фонтан при целевом давлении. Давление забойное равно целевому.

2-я группа. Целевые параметры могут быть обеспечены при эксплуатации скважин УЭЦН. Давление забойное равно целевому. Скважины не фонтанируют или фонтанируют. Свободное содержание газа на приеме насоса. Газожидкостный фактор меньше или равен критическому значению.

3-я группа. Целевые параметры не могут быть обеспечены. Скважины фонтанируют при забойном давлении, большем целевого. Свободное содержание газа на приеме насоса. Газожидкостный фактор выше критического значения.

Таблица 1. Оценка объемов добычи за период 2020–2040 гг.
Table 1. Rating of wells for the period 2020–2040

Куст Cluster	A (22 скважины) A (22 wells)		B (24 скважины) B (24 wells)		C (24 скважины) C (24 wells)		D (21 скважина) D (21 wells)	
	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ
Способ эксплуатации Operation method	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ
Добыча жидкости, тыс. т Fluid production, thousand tons	8085	7850	6173	6115	8449	8372	6472	6392
Добыча нефти, тыс. т Oil production, thousand tons	3522	3361	2226	2192	2937	2894	1433	1406

Таблица 2. Экономическая оценка реализации ГЭ для куста А за период 2020–2040 гг. (прирост нефти для ГЭ: 161 тыс. т, накопленный дисконтированный поток: 908 млн руб.)
Table 2. Economic evaluation of GLO implementation for cluster A for the period 2020–2040 (incremental oil for GLO is 161 thousand tons, accumulated discounted flow is 908 mln rubles)

Показатели Indicators	Единицы измерения Measurement units	ГЭ GLO	УЭЦН ЕСПУ	Разница Difference
Добыча нефти Oil production	тыс. т thousand tons	3522	3361	161
Добыча жидкости Fluid production	тыс. т thousand tons	8085	7850	–
Капитальные вложения CAPEX (one-time capital expenditure)	тыс. руб. thousand rubles	578 251	70 547	507 704
Операционные затраты Operational expenditure	тыс. руб. thousand rubles	296 629	633 561	–336 932
Накопленный поток наличности Accumulated cash flow	тыс. руб. thousand rubles	35 274 905	33 828 881	–
Накопленный дисконтный поток / Чистая приведенная стоимость Accumulated discounted flow / Net present value	тыс. руб. thousand rubles	20 581 010	19 673 043	907 966

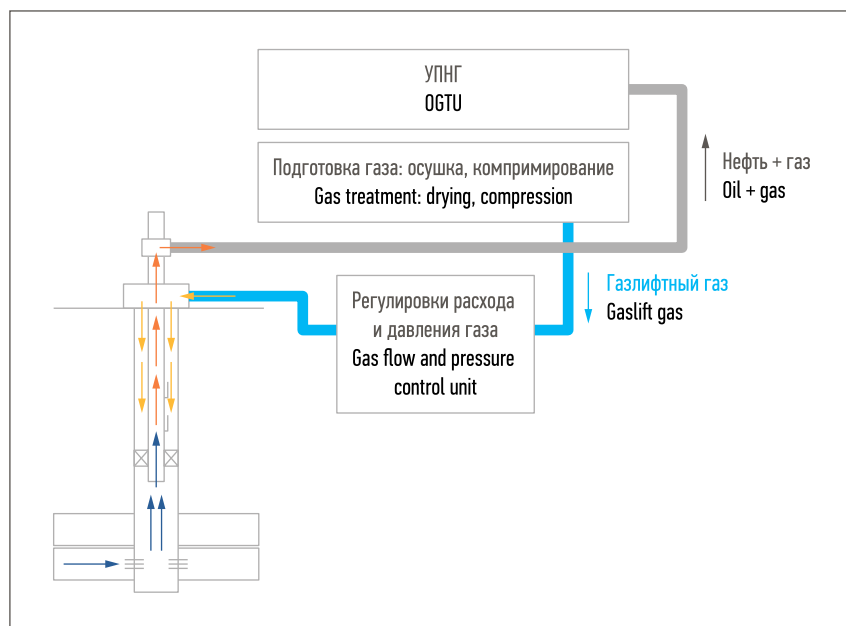


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема ГЭ газлифтной эксплуатации: УПНГ – установка подготовки нефти и газа
Fig. 3. Gaslift operation (GLO) PFD: OG TU — oil & gas treatment unit

Выявлено два кандидата для перевода на ГЭ: скважины 2-й и 3-й групп. Основная задача исследования – сравнить для этих скважин способ ГЭ с работой УЭЦН в отношении капитальных, операционных затрат, а также прироста добычи нефти на период 2020–2040 гг. и подобрать режим эксплуатации, способный обеспечить работу фонда при целевом и забойном давлении как можно дольше.

На рис. 3 изображена схема функционирования газлифтных скважин. Существует большое количество ее модификаций при неизменных принципиальных технологических решениях: закачка активного газа, узлы учета и регулирования, а также подземная компоновка, включающая газовые клапаны и мандрели. Как основные достоинства ГЭ недропользователи

Таблица 3. Экономическая оценка реализации ГЭ для куста В за период 2020–2040 гг. (прирост нефти для ГЭ: 34 тыс. т, накопленный дисконтированный поток: –133 млн руб.)
Table 3. Economic evaluation of GLO implementation for cluster B for the period 2020–2040 (incremental oil for GLO is 34 thousand tons, accumulated discounted flow is –133 mln rubles)

Показатели Indicators	Единицы измерения Measurement units	ГЭ GLO	УЭЦН ESPU	Разница Difference
Добыча нефти Oil production	тыс. т thousand tons	2226	2192	34
Добыча жидкости Fluid production	тыс. т thousand tons	673	6115	–
Капитальные вложения CAPEX	тыс. руб. thousand rubles	671 263	32 267	638 996
Операционные затраты Operational expenditure	тыс. руб. thousand rubles	331 461	750 483	–419 022
Накопленный поток наличности Accumulated cash flow	тыс. руб. thousand rubles	21 943 148	21 832 673	–
Накопленный дисконтный поток / Чистая приведенная стоимость Accumulated discounted flow / Net present value	тыс. руб. thousand rubles	10 170 167	10 302 815	–132 649

Таблица 4. Экономическая оценка реализации ГЭ для куста С за период 2020–2040 гг. (прирост нефти для ГЭ: 43 тыс. т, накопленный дисконтированный поток: –201 млн руб.)
Table 4. Economic evaluation of GLO implementation for cluster C for the period 2020–2040 (incremental oil for GLO is 43 thousand tons, accumulated discounted flow is –201 mln rubles)

Показатели Indicators	Единицы измерения Measurement units	ГЭ GLO	УЭЦН ESPU	Разница Difference
Добыча нефти Oil production	тыс. т thousand tons	2937	2894	43
Добыча жидкости Fluid production	тыс. т thousand tons	8449	8372	–
Капитальные вложения CAPEX	тыс. руб. thousand rubles	904 963	51 333	853 630
Операционные затраты Operational expenditure	тыс. руб. thousand rubles	382 072	976 729	–594 657
Накопленный поток наличности Accumulated cash flow	тыс. руб. thousand rubles	28 998 283	28 838 299	–
Накопленный дисконтный поток / Чистая приведенная стоимость Accumulated discounted flow / Net present value	тыс. руб. thousand rubles	14 681 395	14 882 619	–201 224

отмечают стабильную работу с высоким газовым фактором, высокую надежность оборудования и низкие эксплуатационные затраты. В качестве ограничений следует выделить необходимость подготовки газа перед закачкой, высокие капитальные затраты на систему газораспределения и повышение давления газа перед закачкой. Тем не менее для текущих условий эксплуатации Новопортовского месторождения газлифтный подъемник можно рассматривать в качестве альтернативы реализуемой прокатной схемы УЭЦН.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАССМАТРИВАЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Об эффективности технологии можно судить по результатам оценки объемов добычи в расчетном периоде 2020–2040 гг. (табл. 1).

Газлифтная эксплуатация обеспечивает более продолжительный срок службы при целевых забойных давлениях; газлифтный подъемник стабильно работает даже тогда, когда функционирование УЭЦН уже невозможно из-за высокого содержания газа на приеме насоса, а фонтанирование при целевом за-

бойном давлении еще не происходит из-за отсутствия достаточного объема собственного газа. При этом следует учитывать, что стоимость одного комплекта газлифтного оборудования составляет порядка 10 млн руб., и оно нуждается в регулярном техническом обслуживании (около 800 тыс. руб. в год). Дополнительный источник капитальных затрат – газопроводы высокого давления, и удаленность кустов от системы газоснабжения также играет существенную роль. В связи с вышесказанным необходимо оценить, будет ли выигрыш

Таблица 5. Экономическая оценка реализации ГЭ для куста D за период 2020–2040 гг. (прирост нефти для ГЭ: 27 тыс. т, накопленный дисконтированный поток: –365 млн руб.)
Table 5. Economic evaluation of GLO implementation for cluster D for the period 2020–2040 (incremental oil for GLO is 27 thousand tons, accumulated discounted flow is –365 mln rubles)

Показатели Indicators	Единицы измерения Measurement units	ГЭ GLO	УЭЦН EPCU	Разница Difference
Добыча нефти Oil production	тыс. т thousand tons	1433	1406	27
Добыча жидкости Fluid production	тыс. т thousand tons	6472	6392	–
Капитальные вложения CAPEX	тыс. руб. thousand rubles	900 744	46 567	854 178
Операционные затраты Operational expenditure	тыс. руб. thousand rubles	347 479	848 470	–500 991
Накопленный поток наличности Accumulated cash flow	тыс. руб. thousand rubles	13 798 587	13 877 745	–
Накопленный дисконтный поток / Чистая приведенная стоимость Accumulated discounted flow / Net present value	тыс. руб. thousand rubles	5 657 149	6 022 493	–365 344

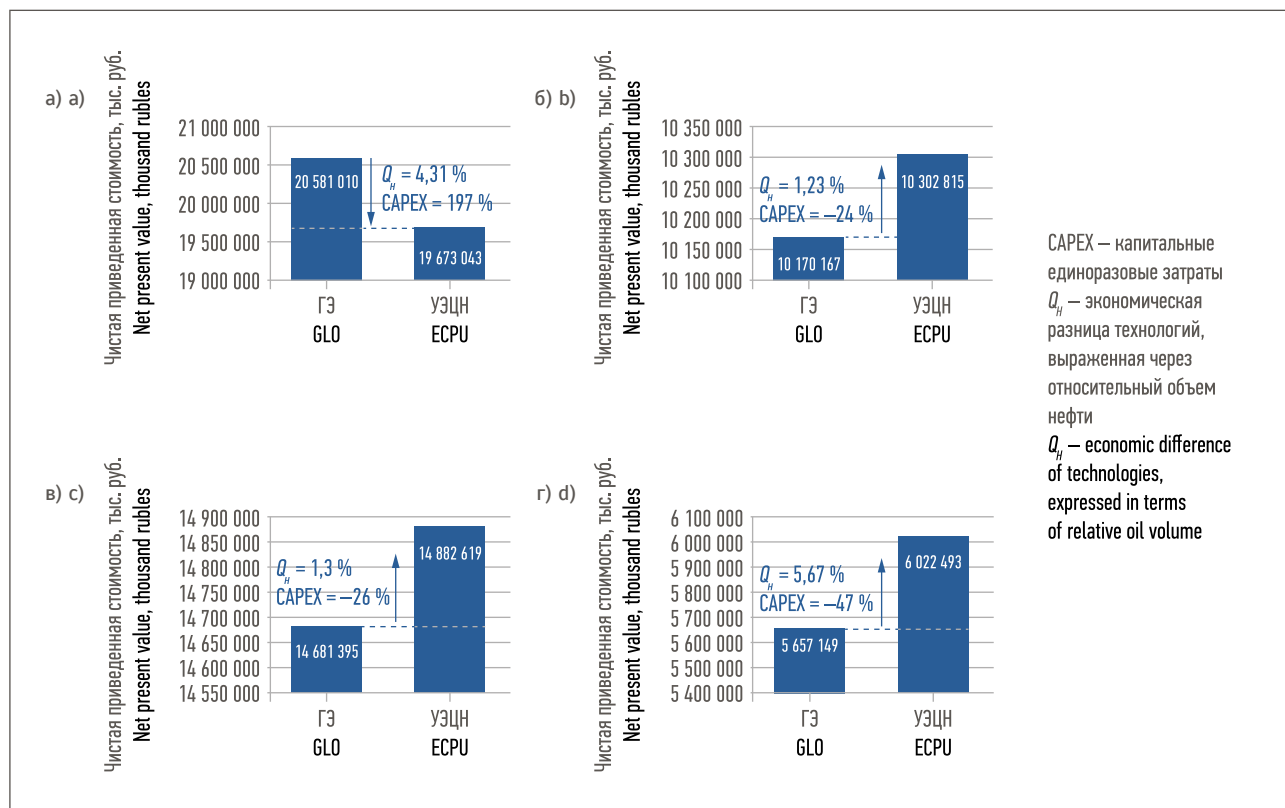


Рис. 4. Оценка экономической чувствительности вариантов: а) куст А; б) куст В; в) куст С; г) куст D
Fig. 4. Economic sensitivity evaluation for the following options (EPCU – electrically driven centrifugal pump unit): a) cluster A; b) cluster B; c) cluster C; d) cluster D

от повышения уровня нефтедобычи компенсировать затраты на реализацию проекта (табл. 2–5).

При сравнении вариантов эксплуатации роль управляющего фактора играет прирост добычи в расчетном периоде, а не затраты. Это нагляд-

но показано на примере оценки экономической чувствительности рассмотренных вариантов (рис. 4). Рассчитанный прирост уровня добычи нефти на кусте А (161 тыс. т) компенсирует капитальные затраты на реализацию ГЭ. Для того

чтобы способы эксплуатации стали экономически равнозначными, необходимо увеличить вдвое капитальные затраты на газлифтное оборудование либо снизить добычу нефти на 4,3 % с кустовой площадки за весь расчетный период.

При анализе результатов следует учитывать тонкости гидродинамической модели и понимать, что данные одного куста нельзя транслировать на все месторождение. Например, реализация ГЭ на кусте В не обеспечивает самокупаемости.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ РИСКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ

Газлифтный способ эксплуатации ни в коем случае не увеличивает коэффициент извлечения нефти. Дополнительная добыча возникает вследствие смещения временного интервала при целевом забойном давлении, другими словами – этот метод снижает временные затраты. В рассмотренном в настоящей работе случае период для эффективного использования газлифтного оборудования составляет 3–5 лет, после чего целевые скважины переходят в режим фонтанирования, и газлифтное оборудование не эксплуатируется.

Следует иметь в виду, что качество моделирования и достоверность прогнозирования радикальным образом зависят от исходных данных по гидродинамике, и малейшие неточности существенно влияют на расчет. Поскольку добыча нефти – управляющий фактор, отклонения по этому показателю недопустимы.

ВЫВОДЫ

В статье описано применение ИМ как метода локального определения эффективности ГЭ скважин. Впервые выполнено моделирование узких зон работы скважин для ряда кустовых площадок Новопортовского месторождения, на которых добыча погружным насосным оборудованием уже невозможна, а фонтанирование еще не происходит в связи с недостаточным газовым фактором. Сформулированы критерии эффективности применения способа ГЭ для северных районов в условиях автономии. В программном продукте Resolve разработана система обеспечения выполнения задач, описывающая алгоритм перевода скважин с фонтанной на ГЭ.

На базе ИМ составлен 20-летний прогноз работы проектируемых объектов.

Представленная экономическая модель позволила выявить основные управляющие факторы, влияющие на выбор способа эксплуатации скважин, и может служить основой для прогнозирования применительно к другим объектам. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Пovyшев К.И., Вершинин С.А., Верниковская О.С. Особенности разработки, обустройства и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений. Результаты внедрения, интегрированной модели // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 68–71.

REFERENCES

- (1) Povyshov KI, Vershinin SA, Vernikovskaya OS. Specifics of development, infrastructure construction and production of oil-gas-condensate fields. Integrated model application experience. *Oil Industry = Neftyanoye Khozaystvo*. 2017; (7): 68–71. (In Russian)

ПСИ-2510, 2530

МЕГАОММЕТРЫ



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Испытательные напряжения: 100, 250, 500, 1000, 2500 В (для ПСИ-2510); от 50 до 2500 В (шаг 10 В) (для ПСИ-2530).
- Измерение сопротивления изоляции от 1 кОм до 1 ТОм.
- Измерение сопротивления металлосвязи от 0,01 Ом до 10 кОм (для ПСИ-2530).
- Измерение напряжения постоянного и переменного тока.

ОСОБЕННОСТИ

- Автоматический расчет коэффициента абсорбции.
- Измерение коэффициента поляризации (для ПСИ-2530).
- Защита от подключения к необесточенной сети или внезапной подачи напряжения во время измерений.
- Автоматическое снятие остаточного напряжения на объекте после окончания измерения и индикация его уровня.
- Звуковой излучатель.
- Ударопрочный, пыле- и влагозащищенный корпус, степень защиты IP54.
- Магнитный держатель для крепления прибора на стальные поверхности.
- Жидкокристаллический дисплей (для ПСИ-2530), светодиодный (для ПСИ-2510).
- Встроенная память на 10 000 измерений, связь с компьютером (для ПСИ-2530).
- Возможность программирования времени измерений от 1 до 10 мин.

ИС-20, ИС-20/1

ИЗМЕРИТЕЛИ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Измерение сопротивления заземления трех- или четырехпроводным методом.
- Вычисление удельного сопротивления грунта в Ом/м.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО ИС-20/1:

- Измерение сопротивления без вспомогательных электродов с применением двух клещей.
- Измерение сопротивления единичного заземлителя в многоэлементной системе без разрыва цепи.



на правах рекламы



РАДИО-СЕРВИС

426000, РФ, г. Ижевск, д/я 10047, ул. Пушкинская, д. 268
Тел.: +7 (3412) 43-91-44, факс: +7 (3412) 43-92-63
E-mail: office@radio-service.ru, www.radio-service.ru