

Аналитический поиск скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождений Западной Сибири

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю.

ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье приводится расчет потенциала снижения добычи воды, разработанный в рамках проекта по снижению затрат на подъем скважинной продукции. Идея работы заключается в расчете вероятности и объема добычи воды, превышающего уровень текущей выработки запасов нефти. Предполагается, что положительная разница фактической и теоретической обводненности, рассчитанной от выработки запасов нефти, по скважине определяет потенциал снижения добычи воды (объем «чужой воды»). Вероятность добычи «чужой воды» оценивается по степени соответствия критериям аномального обводнения.

Материалы и методы

В статье описана методика по аналитическому поиску скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на основе разработанных критериев. В качестве исходных данных для расчетов объемов и вероятности используются геолого-промысловые данные месячных эксплуатационных рапортов, данные технологических режимов, данные по интервалам перфорации.

Ключевые слова

ремонтно-изоляционные работы, ограничение водопритока, ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны, «чужая вода», коэффициент продуктивности, обводненность, преждевременное обводнение

Для цитирования

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю. Аналитический поиск скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 61–65. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-61-65

Поступила в редакцию: 03.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 Original Paper

Analytical search of candidate wells for repair and insulation works on the example of fields in Western Siberia

Yalashv I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Y.

“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article presents the experience of calculating the potential for reducing water production, developed as part of a project to reduce the cost of lifting well products. The idea of the work is to calculate the probability and volume of water production exceeding the level of current production of oil reserves. It is assumed that the positive difference between the actual and theoretical water cut calculated from the production of oil reserves in the well determines the potential for reducing water production and is associated with extraction from an inappropriate interval, or with a violation of the integrity of the well structure, or with water breakthroughs through highly permeable layers, or cone formation. The probability of extraction of “foreign water” is estimated by the degree of compliance with the signs of abnormal flooding.

Materials and methods

The article describes a methodology for analytical search of candidate wells for repair and insulation works based on the developed criteria. Geological and field data of monthly operational reports, data of technological modes, data on perforation intervals and information of

design. The results of the calculations allow us to assess the economic efficiency of potential measures to reduce water production.

Keywords

squeeze job, water shut-off operations, casing patch operations, “foreign water”, productivity coefficient, water cut, premature watering

For citation

Yalashv I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Y. Analytical search of candidate wells for repair and insulation works on the example of fields in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 61–65. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-61-65

Received: 03.11.2022

Введение

Большинство месторождений компании ПАО «НК «Роснефть» Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, характеризуются высокой выработкой, высокими значениями обводненности. Сложившиеся условия добычи нефти приводят

к высоким операционным затратам, поэтому для Компании актуальным становится вопрос снижения их затрат. Ряд месторождений с продолжительной историей разработки Компании являются неустойчивыми по рентабельности в условиях высокой волатильности макроэкономических параметров.

Ухудшение технического состояния скважин в процессе их длительной работы повышает вероятность увеличения объемов попутно-добываемой воды (рис. 1).

Для снижения операционных затрат на перекачку попутно-добываемой воды инициирован проект по оценке фонда скважин

и потенциала снижения ее объемов. Первым этапом проекта стала разработка методики по оперативной диагностике наличия «чужой воды» на основе анализа промысловой информации.

Описание методологии

Отправной точкой для разработки методики стал анализ возможных причин появления «чужой воды» и их сопоставление с возможными методами ликвидации либо минимизации ее доли в продукции скважин (табл. 1).

Традиционными методами снижения объемов попутно-добываемой воды являются: ремонтно-изоляционные работы (РИР), в том числе ограничение водопритока (ОВП) и ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК).

Диагностировать факт наличия «чужой воды» можно следующими методами: химико-аналитическими, геофизическими, графо-аналитическими. Эти методы хорошо опробованы, но требуют значительных трудозатрат для построения зависимостей по каждой скважине.

Для подбора кандидатов существует большое количество различных методик, такие как экспресс-анализ состояния фонда нефтяных скважин; метод диагностики водопритоков графическим методом; экспресс-метод диагностики скважин для определения основных причин обводнения; скважинная диагностика водопритоков; расчет функции целесообразности проведения РИР [1].

У всех методик есть общие черты:

- выявление индикаторов (показатели, по которым делают вывод о наличии заколонной циркуляции (ЗЦК), перетоков);
- анализ и обобщение исходных данных статистическими методами;
- комбинирование параметров, построение графоаналитических зависимостей.

Вышеупомянутые общие положения были взяты за основу при разработке данной методики. В рамках работы проведена адаптация положений существующих методов диагностики «чужой воды» для условий месторождений Компании. Для определения вероятности добычи «чужой воды» принят нормированный комплексный параметр, отражающий суммарное соответствие основным признакам причин, представленных в таблице 1, среди которых величина относительной продуктивности по жидкости (K_1), динамика продуктивности (K_2), относительная обводненность (K_3) и динамика обводненности (K_4) (рис. 2).

Для расчета вероятности наличия «чужой воды» были введены четыре

Табл. 1. Причины появления «чужой воды»
Tab. 1. The reasons for the appearance of «foreign water»

Причины			
Нарушение герметичности заколонного пространства	Нарушение герметичности эксплуатационной колонны	Опережающее обводнение отдельных интервалов, а также конусообразование	
Решение	Проведение ремонтно-изоляционных работ по ликвидации ЗКЦ	Проведение ЛНЭК	Проведение ОВП



Рис. 1. Соответствие выработки запасов нефти от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и водонефтяного фактора по месторождениям Компании
Fig. 1. Compliance of the development of oil reserves from the IRR and the water-oil factor for the Company's fields

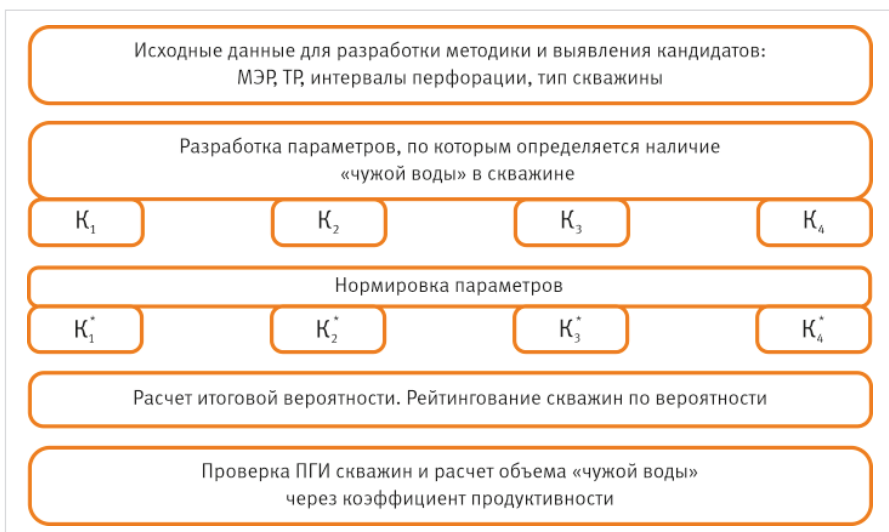


Рис. 2. Основные положения методики подбора кандидатов на ремонтно-изоляционные работы
Fig. 2. The main provisions of the methodology for selecting candidates for repair and insulation work

коэффициента (K_1-K_4). Каждый коэффициент имеет свой вес. Для того чтобы объединить эти коэффициенты в один, были выделены границы, ниже и выше которых значения получали минимальный и максимальный процент соответственно. Методика в большей мере основывается на коэффициенте продуктивности, поэтому K_1 получил максимальный вес в 40 %, а оставшиеся три коэффициента по 20 %. Веса для параметров были определены экспертной оценкой. Таким образом, скважина может получить максимальное

значение вероятности наличия чужой воды в 100 %. Итоговое выражение выглядит следующим образом:

$$K = K_1^* + K_2^* + K_3^* + K_4^*, \quad (1)$$

где $K_1^*-K_4^*$ — это процентные меры значений параметров K_1-K_4 относительно их максимальных границ.

K_1^* — процентная мера относительной продуктивности по жидкости:

$$K_1^* = 0 \%, \text{ если } K_1 \leq 0,9, \quad (2)$$

$$K_1^* = (K_1 - 0,9) \times 40/14,1, \text{ если } \text{если } 0,9 < K_1 < 15, \quad (3)$$

$$K_1^* = 40 \%, \text{ если } K_1 \geq 15, \quad (4)$$

где K_1 — это относительная продуктивность по жидкости, показывающая отклонение удельного коэффициента продуктивности скважины от удельного коэффициента продуктивности по блоку, и определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{K_{\text{прод-уд}}}{K_{\text{прод-уд-блок}}}, \quad (5)$$

где $K_{\text{прод.уд}} = K_{\text{прод}}/h_{\text{эфф}}$ — продуктивность скважины на метр эффективной мощности пласта, т/(атм·сут·м); $K_{\text{прод}} = Q_{\text{жид}}/(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$ — коэффициент продуктивности, т/(атм·сут); $Q_{\text{жид}}$ — дебит жидкости, т/сут; $P_{\text{пл}}$ — пластовое и забойное давление, атм; $h_{\text{эфф}}$ — эффективная мощность пласта, м; $K_{\text{прод.уд.блок}}$ — средняя удельная продуктивность по блоку, за исключением рассматриваемой скважины, т/(атм·сут·м).

Границы для относительной продуктивности по жидкости были выбраны исходя из общего расчета по всем скважинам региона. По всей выборке скважин наблюдалось, что у большинства скважин K_2 находился в диапазоне от 0 до 15, однако скважины, у которых вышло менее 0,9, имели низкий коэффициент продуктивности на метр эффективной толщины.

Приведем пример расчета вероятности наличия «чужой воды» в скважине, на которой продолжительное время не было «тяжелых» геолого-технических мероприятий (ГТМ) (ГРП, ПВЛГ, ЗБС). На рисунке 3 представлен блок № XX месторождения № 4 объекта разработки АВ. В данном блоке на текущий момент работают три скважины: YYY, ZZZ, BBB (табл. 2).

Относительная продуктивность по жидкости выявляет скважины с аномальным превышением продуктивности относительно других скважин в блоке.

K_2^* — процентная мера динамики продуктивности скважины:

$$K_2^* = 0 \%, \text{ если } K_2 \leq 0, \quad (6)$$

$$K_2^* = 20 \times K_2 \%, \text{ если } 0 < K_2 < 1, \quad (7)$$

$$K_2^* = 20 \%, \text{ если } K_2 \geq 1, \quad (8)$$

где K_2 — это динамика продуктивности скважины по жидкости, показывающая изменение коэффициента продуктивности за скользящий год эксплуатации.

Для определения K_2 строится линейный тренд изменения коэффициента продуктивности за скользящий год, и за K_2 принимается значение углового коэффициента получившейся зависимости. Границы для динамики продуктивности были выбраны таким образом, чтобы отслеживать скважины, у которых коэффициент продуктивности со временем возрастает, а не снижается. Скважины, у которых K_2 превышает единицу, получают максимальный вес, т.к. по ним наблюдается резкое увеличение продуктивности (рис. 4). Для

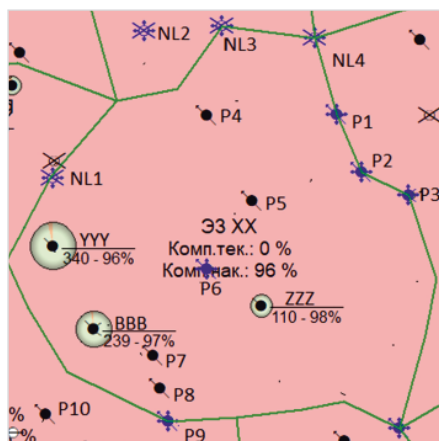


Рис. 3. Блок № XX месторождения № 4 объекта АВ
Fig. 3. Block № XX of field № 4 of the AV object

Табл. 2. Показатели удельной продуктивности и коэффициента K_1 для блока № XX месторождения № 4 объекта АВ

Tab. 2. Indicators of specific productivity and coefficient K_1 for block № XX of field № 4 of the AV object

Скважина	$K_{\text{прод.уд}}^*$, т/(атм·сут·м)	$K_{\text{прод.уд.блок}}$, т/(атм·сут·м)	K_1 , д.е.	K_1^* , %
YYY	2,84	0,201	14,094	37,4
ZZZ	0,208	1,517	0,137	0
BBB	0,195	1,524	0,128	0

этой скважины коэффициент K_2 будет равняться 0,0164. Данный параметр позволяет оценить, как резко изменяется коэффициент продуктивности скважины во времени.

K_3^* — процентная мера относительной обводненности скважины:

$$K_3^* = K_3 \times 20/110 \%, \quad (9)$$

где K_3 — это относительная обводненность, характеризующая отклонение начальной обводненности скважины от обводненности блока на ту же дату, и считается следующим образом:

$$K_3 = \frac{W_{\text{с.скв.на.начало.экс.}} + 10\% - W_{\text{с.блока.на.дату.запуска.скв.}}}{W_{\text{с.блока.на.дату.запуска.скв.}}} \quad (10)$$

где $W_{\text{с.скв.на.начало.экс.}}$ — обводненность скважины на третий месяц после ввода в эксплуатацию, %; $W_{\text{с.блока.на.дату.запуска.скв.}}$ — обводненность блока на третий месяц после ввода в эксплуатацию рассматриваемой скважины, %.

На рисунке 5 графически показана разность между обводненностью блока и рассматриваемой скважины. Следует учесть, что обводненность берется на третий месяц работы скважины, для установившегося режима (табл. 3). Обратим внимание, что данному

коэффициенту добавляется 10 % к расчету, так как обводненность по новым скважинам в Компании в среднем на 10 % ниже обводненности по блоку.

Для скважины № YYY K_3 будет равняться 5 % (90 + 10 - 95).

Относительная обводненность позволяет оценить, как сильно скважина была обводнена на старте ее эксплуатации в сравнении с текущей ситуацией в блоке, т.к. есть вероятность попадания в промытый интервал.

K_4^* — процентная мера динамики обводненности скважины:

$$K_4^* = (1 - K_4) \times 20 \%, \text{ если } 0 \leq K_4 \leq 1, \quad (11)$$

$$K_4^* = 0 \%, \text{ если } K_4 < 0, \quad (12)$$

где K_4 — это динамика обводненности, показывающая отклонение ХВ (характеристики вытеснения) скважины от эталонной ХВ, и равна:

$$K_4 = \frac{U_{\text{скв}}}{U_{\text{блок}}} - \frac{U_{\text{скв.эталон}}}{U_{\text{блок.эталон}}}, \quad (13)$$

$$K_4 = \frac{U_{\text{скв}}}{U_{\text{блок}}} - \frac{U_{\text{скв.эталон}}}{U_{\text{блок.эталон}}}, \quad (14)$$

где $U_{\text{скв}}$ — угловой коэффициент ХВ скважины, вычисленный с помощью

Табл. 3. Сравнение обводненности блока № XX и скважины № YYY месторождения № 4
Tab. 3. Comparison of the water content of block № XX and well № YYY of field № 4

Дата	Динамика обводненности блока, %	Динамика обводненности скважины, %
1 месяц эксплуатации	94	87
2 месяц эксплуатации	94	87
3 месяц эксплуатации	95	90
4 месяц эксплуатации	95	93
5 месяц эксплуатации	95	93

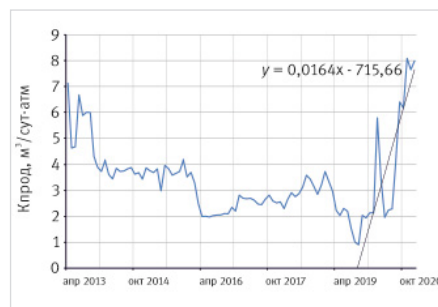


Рис. 4. Изменение коэффициента продуктивности за историю разработки, скважина № YYY месторождения № 4
Fig. 4. Change in the productivity coefficient over the history of development, well № YYY of field № 4

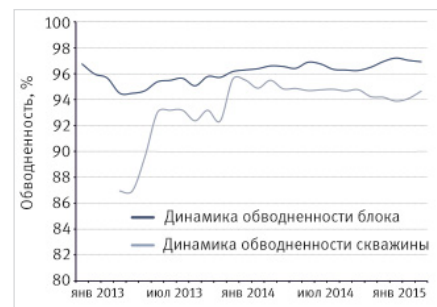


Рис. 5. Динамика обводненности скважины № YYY и блока № XX месторождения № 4
Fig. 5. Dynamics of water content of well № YYY and block № XX of field № 4

Табл. 4. Сопоставление результатов апробации методики с ранее выполненными мероприятиями на скважинах
 Tab. 4. Comparison of the results of approbation of the methodology with previously performed measures at wells

Месторождение	№ скв.	Дата ОВП	Вероятность наличия «чужой воды», %	Объем «чужой воды», м³/сут	Параметры до ОВП			Параметры после ОВП			Прирост	
					Qж, м³/сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут
№ 2	ZYB	01.2016	80	173	384	16,1	95	202	16,1	90,5	-182	0
№ 2	ZAZ	01.2016	65	151	364	6,1	98	218	11,0	94	-146	4,9
№ 22	ZD	01.2017	74	122	496	13,1	97	372	13,1	96	-124	0
№ 21	YZC	12.2017	64	139	283	2,5	99	127	6,6	94	-156	4,1
№ 21	YOD	01.2018	65	306	480	8,3	98	160	8,3	94	-320	0
№ 4	PPP	08.2018	69	375	554	2,3	99,5	163	5,6	96	-391	3,3

построения линейного тренда по кривой ХВ; $\cdot XB$ — угловой коэффициент эталонной ХВ блока, вычисленный с помощью построения линейного тренда по кривой ХВ.

Строится линейный тренд изменения ХВ по скважине и эталонной ХВ блока [2], и берутся значения углового коэффициента изменения ХВ (рис. 6). K_d варьируется от 0 до 1. Для скважины № УУУ месторождения № 4 $K_d = 35,2/234,5 = 0,15$. Оценивая коэффициент динамики обводненности, можно понять, как сильно отличается обводнение скважины от эталонного значения.

Для получения итоговой вероятности наличия «чужой воды», параметры K_1-K_4 скважины № УУУ месторождения № 4 перевели в их процентные меры и получили следующие значения: $K_1^* = 37,4\%$, $K_2^* = 1\%$, $K_3^* = 0,33\%$, $K_4^* = 17\%$. По данной скважине весомыми стали коэффициенты K_1^* и K_2^* , а по K_2 и K_3 получились низкие значения вероятности, поэтому методика и подразумевает анализ скважин по нескольким параметрам. Итоговая вероятность наличия «чужой воды» составила 55,73%.

После оценки вероятности наличия «чужой воды» на скважине рассчитываем ее объем по следующему выражению:

$$Q_{\text{чуж.в.}} = (K_{\text{прод.уд.}} - K_{\text{прод.уд.блок}}) \times (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \times W_c \times h_{\text{эфф}} \quad (15)$$

где $K_{\text{прод.уд.}}$ — удельная продуктивность скважины на метр эффективной мощности пласта, т/(сут·атм·м); $K_{\text{прод.уд.блок}}$ — средний удельный коэффициент продуктивности окружения (вычисляется по блоку); $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление на текущую дату, атм; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление на текущую дату, атм; W_c — текущая обводненность скважины, д.е.; $h_{\text{эфф}}$ — эффективная мощность пласта, м.

Объем «чужой воды» на скважине № УУУ составил 9,6 м³/сут, при дебите жидкости 42,6 м³/сут.

В качестве дополнительного теста для определения работоспособности разработанной методики был произведен ретроспективный расчет вероятности наличия «чужой воды» на скважинах с уже проведенными мероприятиями по ограничению водопритоков. Результаты расчетов и оценка вероятности наличия «чужой воды» приведены в таблице 4.

Рассмотрим скважину № PPP месторождения № 4. По комплексу проведенных исследований от 10.07.2018 на скважине № PPP

отмечается работа проектных пластов АВ. В притоке вода с пленкой нефти. Обводнение продукции скважины происходит по пласту, а также в результате ЗКЦ с глубины 1 868,8 м и подтягивания воды с неперфорированной части с глубины 1 904,8 м (пласт монолит). После проведения РИР 09.08.2018 объем попутно добываемой воды снизился на 391 м³/сут (значение хорошо коррелирует с объемом «чужой воды» — 375 м³/сут), а дебит нефти вырос на 3,3 т/сут. На рисунке 7 приведен график дебитов нефти и жидкости до и после проведения РИР на скважине № PPP. Расчет вероятности наличия

«чужой воды» на данной скважине составляет 69% (табл. 5).

По предложенной методике было подобрано 16 первоочередных кандидатов и на текущий момент выполнено три скважино-операции ОВП. Проведенные работы технологически успешны (табл. 6).

Результаты, приведенные в таблицах 4 и 6, описывают вероятность наличия «чужой воды» и подтверждают работоспособность методики. Скважины с возможным наличием «чужой воды» сопоставляются с прямыми исследованиями, проведенными на скважинах (термометрия, дебитометрия, выявления ЗКЦ

Табл. 5. Расчет вероятности наличия «чужой воды» на скважине № PPP месторождения № 4

Tab. 5. Calculation of the probability of the presence of "foreign water" at well № PPP of field № 4

Кпрод_уд, т/(атм·сут·м)	Кпрод. уд.блок, т/(атм·сут·м)	Угловой коэф. Кпрод	Обводненность		Угловой коэф. ХВскв	Угловой коэф. ХВ
			Фактическая, %	Эталонная по блоку, %		
1,357	0,353	0,098	62	76,7	118,74	208,5
K1		K2	K3		K4	
3,845		0,098	-4,7		0,57	
K1*		K2*	K3*		K4*	
40%		20%	0%		9%	
K						
69%						

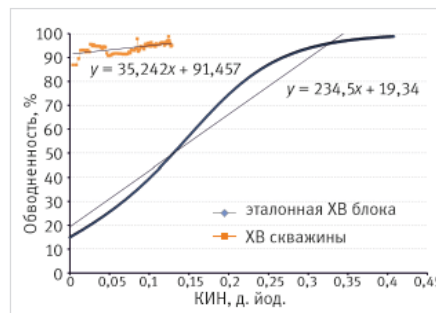


Рис. 6. Эталонная характеристика вытеснения нефти по блоку и фактическая характеристика вытеснения скважины № УУУ месторождения № 4
 Fig. 6. Reference characteristic of oil displacement by block and actual characteristic of displacement of well № УУУ of field № 4

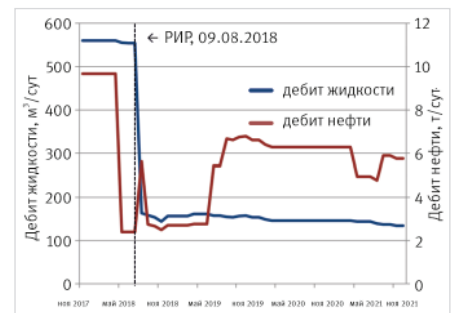


Рис. 7. Дебит нефти и жидкости скважины № PPP месторождения № 4
 Fig. 7. Oil and liquid flow rate of well № PPP of field № 4

Табл. 6. Результаты проведения ограничения водопритока на скважинах-кандидатах, выбранных по предложенной методике
 Tab. 6. Results of water inflow restriction at candidate wells selected according to the proposed methodology

Месторождение	№ скв.	Дата ОВП	Вероятность наличия «чужой воды», %	Объем «чужой воды», м ³ /сут	Параметры до ОВП			Параметры после ОВП			Прирост	
					Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут
№ 21	PAD	07.21	85	480	800	6,9	99	299	7,8	97	-501	0,9
№ 22	DSA	07.21	70	90	104	7,3	92	19	4,5	73	-85	-2,8
№ 4	NNN	11.21	66	162	386	3,3	99	220	3,7	98	-166	0,5

и т.д.). Методика позволяет оперативно проанализировать все скважины региона и выделить наиболее проблемные.

Итоги

Разработана методика комплексной оценки вероятности наличия «чужой воды» на скважине. Методика, в силу своей простоты и оперативности, масштабируема на другие месторождения ПАО «НК «Роснефть».

Выводы

- Методика позволяет оперативно оценить состояние всего фонда и выявлять скважины с «чужой водой». На основе данной оценки составляется

приоритетный перечень скважин-кандидатов с высокой вероятностью наличия и величиной «чужой воды». Данный перечень является основой для составления программы промыслово-геофизических исследований и ГТМ по всему дочернему обществу.

- Апробация методики показала качественную сходимость на уже выполненных ОВП с расчетом вероятности наличия «чужой воды» на скважинах.
- На трех скважинах-кандидатах по предложенной методике были проведены эффективные работы по ОВП. Вероятность наличия «чужой воды» по данным скважинам 66–85 %.

Литература

1. Габдулов Р.Р., Никишов В.И., Сливка П.И. Обообщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2009. № 4. С. 22–26.
2. Антонов М.С., Гумерова Г.Р., Рафикова Ю.И., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В., Чермянин П.И. Повышение эффективности процесса мониторинга разработки месторождений на основе построения эталонных характеристик вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 44–48.

ENGLISH

Results

A method of complex assessment of the probability of the presence of “foreign water” at the well has been developed. The methodology, due to its simplicity and efficiency, is scalable to other fields of “NK “Rosneft” PJSC.

Conclusions

- The methodology allows you to quickly assess the condition of the entire fund and identify wells with “foreign water”. Based on this assessment, a priority list of candidate wells is compiled with a high probability of the presence and magnitude of “foreign water”. This

list is the basis for the compilation of the field and geophysical research and geological and technical measures program for the entire subsidiary.

- The approbation of the methodology showed qualitative convergence on already performed water shut-off operations with the calculation of the probability of the presence of “foreign water” on wells.
- Effective water shut-off operations work was carried out at three candidate wells according to the proposed methodology. The probability of the presence of “foreign water” according to these wells is 66–85 %.

References

1. Gabdulov R.R., Nikishov V.I., Slivka P.I. Best practice for selecting potential candidate wells and methods for repair and insulation works (RIW). Technical Bulletin of Rosneft, 2009, issue 4, P. 22–26. (In Russ).
2. Antonov M.S., Gumerova G.R., Rafikova Yu.I., Saliyenko N.N., Kevlich R.V., Chermyanin P.I. Improving the efficiency of monitoring oil fields development on the basis of standard displacement characteristics. Oil Industry, 2019, issue 4, P. 44–48. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ялашев Искандар Ильгизович, старший специалист отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
 Для контактов: yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Yalashov Iskandar Ilgizovich, senior specialist of the department for development and monitoring of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
 Corresponding author: yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Ганиев Шамиль Рамилевич, начальник отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Ganiev Shamil Ramilevich, head of the department for development and monitoring of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Жданов Ленар Маратович, начальник управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Zhdanov Lenar Maratovich, head of department for development of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Никитенко Владимир Юрьевич, заместитель начальника управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Nikitenko Vladimir Yurievich, deputy head of department for development of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia