

УДК 622.276.1/4:622.243.24

З.С. Идиятуллина, инженер; **Р.Т. Шакирова**, заведующая сектором; **Д.С. Данилов**, инженер, e-mail: razrdds@tatnipi.ru; **Е.К. Плаксин**, инженер; **И.Н. Музоваткин**, инженер, отдел разработки нефтяных месторождений «ТатНИПИнефть»

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И ЗАЛОЖЕНИЯ НОВЫХ ПРОЕКТНЫХ ТОЧЕК ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАДЫРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF HORIZONTAL DRILLING TECHNOLOGY EFFICIENCY IN THE LIGHT OF THE UPDATED INFORMATION ABOUT GEOLOGIC STRUCTURE OF THE TOURNAISIAN SEDIMENTS IN THE KADYROVSKOYE OIL FIELD
Z.S. Idiyatullina, R.T. Shakirova, D.S. Danilov, E.K. Plaksin, I.N. Muzovatkin, «TatNIPIneft»

Hands-on experience in construction and operation of horizontal wells demonstrates that the efficiency of horizontal wells is dictated, largely, by the geological environment. Horizontal wells are the most efficient in small-sized fields produced with water drive, either natural or artificial (water flooding). The main objective of horizontal drilling in carbonate reservoirs is to withdraw hard-to-recover residual reserves bypassed by vertical or directional wells.

Keywords: horizontal well, seismic survey, offset VSP, the Tournaisian, production rate, oil reserves.

Накопленный опыт строительства и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием показал, что конечные результаты строительства ГС зависят от горно-геологических условий залегания продуктивных пород, которые требуют тщательного анализа при заложении скважин сложной архитектуры с целью выбора оптимального положения ее траектории в зоне развития коллектора по площади и разрезу.

На месторождениях НГДУ «Прикамнефть» первые ГС были пробурены в 1997 г. на Кадыровском месторождении на отложения турнейского яруса, в 2002 г. – на Бастрыкском месторождении, а в 2005 г. первая многозабойная ГС – на Ново-Суксинском месторождении.

В региональном структурном плане Кадыровское нефтяное месторождение расположено на северном склоне Южного купола Татарского свода в преде-

лах Актанышско-Ново-Елховского вала, который, в свою очередь, осложнен структурами III порядка. В результате выполненных сейсморазведочных работ (1988–1990 гг.) и бурения охарактеризовано детально геологическое строение Кадыровского нефтяного месторождения по поверхности кристаллического фундамента, терригенного девона, бобринского горизонта (отражающие горизонты А, Д, У).

По поверхности кристаллического фундамента в пределах месторождения отмечается пологое погружение в северо-западном направлении без заметных осложнений рельефа. Структурный план по подошве репера «аяксы» кыновского горизонта верхнего девона повторяет черты структурно-тектонического строения кристаллического фундамента. Исключение составляет район скв. 507, где по поверхности терригенного

девона вырисовывается малоамплитудное замкнутое поднятие, к которому приурочена небольшая залежь нефти в отложениях кыновского горизонта.

На структурный план карбонатной толщи нижнего карбона значительное влияние оказала Камско-Кинельская впадина, в пределах бортовой части которой расположено Кадыровское месторождение. По кровле тульского горизонта нижнего карбона на площади месторождения отмечается ряд резко выраженных высокоамплитудных локальных поднятий.

В пределах продуктивных отложений нижнего карбона отмечается соответствие структурных планов и унаследованность структур с постепенным выглаживанием поднятий вверх по разрезу. Сейсморазведочные работы и бурение более 60 скважин различного назначения существенно уточнили геологическое

строение Кадыровского месторождения, в результате чего в настоящее время имеются структурные планы по всем продуктивным отложениям, региональные зоны распространения несогласного залегания стратиграфических горизонтов. Кроме того, с достаточной степенью достоверности выявлены многочисленные поднятия, которые являются ловушками нефти и подтверждены бурением поискового, разведочного и эксплуатационного фондов скважин.

На Кадыровском месторождении выявлено четыре поднятия (Кадыровское, Средне-Багряжское (два поднятия) и Западно-Поповское), с которыми связаны 16 залежей нефти, приуроченных к отложениям нижнего карбона и верхнего девона. Залежи имеют различные размеры, глубину залегания, этаж нефтеносности, а также отличаются количеством скважин, пробуренных в пределах залежей (рис. 1).

В разрезе месторождения нефтевыщающие пласты-коллекторы связаны с отложениями тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса нижнего карбона, а также кыновского

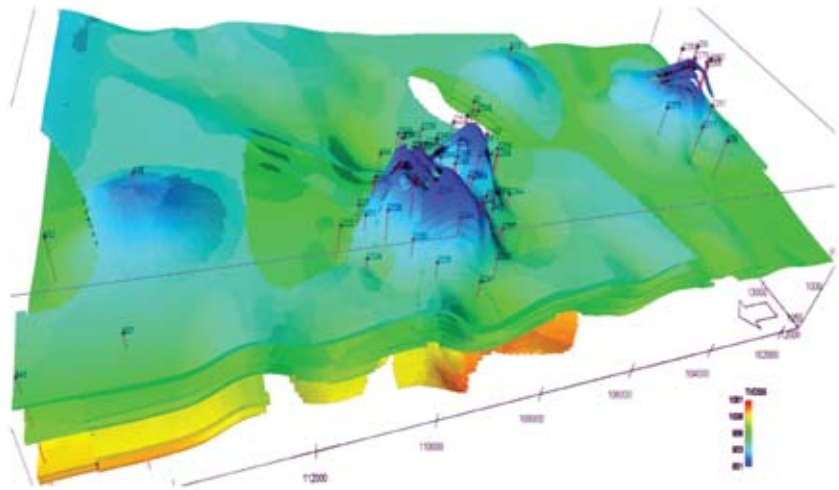


Рис. 1. Общий вид геологической модели Кадыровского месторождения

горизонта верхнего девона. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Кадыровского месторождения представлены в таблице 1.

Все скважины с горизонтальным окончанием Кадыровского месторождения пробурены на отложения турнейского яруса.

Массивная залежь турнейских отложений в пределах продуктивной площади осложнена зонами визейских врезов (рис. 2). Глубина врезов незначительная и затрагивает в основном только отложения кизеловского горизонта. Средняя глубина залегания турнейского яруса составляет 1256 м. Пористость

Таблица 1. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Кадыровского месторождения

Параметры	Пласты					
	Тульский			Бобриковский	Турнейский	Кыновский
	Стл-4	Стл-3	Стл-2			
Средняя глубина залегания, м	1204,1	1217	1222,8	1237,7	1256,2	1656,4
Тип залежи	пластово-сводовый	пластово-сводовый	пластово-сводовый	пластово-сводовый	массивный	пластово-сводовый
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	порово-трещинный	поровый
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4	1,5	2,4	3	10,2	2
Пористость, %	21	21	21	24	12	12
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли. ед	0,84	0,84	0,84	0,82	0,68	0,74
Проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	801	801	801	801	34	395
Начальная пластовая температура, °С	28	28	28	25	25	35
Начальное пластовое давление, МПа	10,74	10,74	10,74	10,81	10,73	16,58
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	64,3	64,3	64,3	61,9	61,3	7,8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	888,6	888,6	888,6	896,7	903	852,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	2	2	2	1,6	1,8	10,6
Газовый фактор, м ³ /т	5,06	5,06	5,06	3,69	4,57	23,5
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,61	0,61	0,61	0,59	0,47	0,63
Коэффициент продуктивности, 10м ³ /сут.·МПа	0,293				0,167	0,17

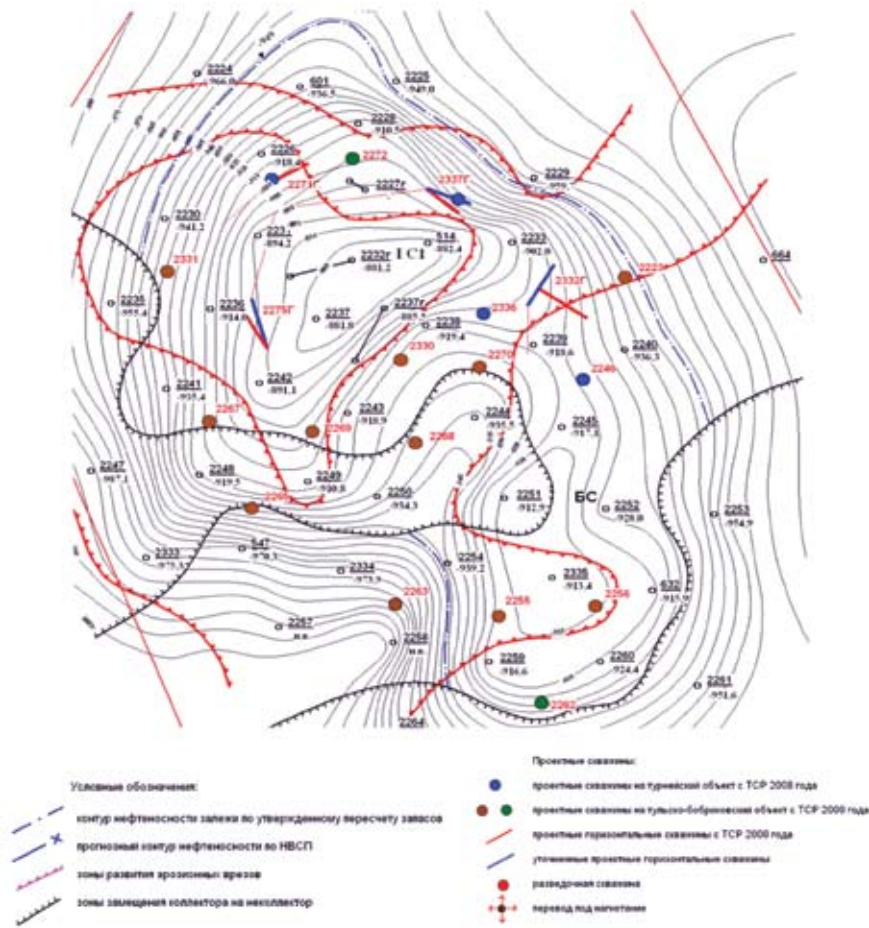


Рис. 2. Структурная карта по кровле продуктивных отложений турнейского яруса

составляет 12%, проницаемость – 34 мкм²·10⁻³. Вязкость нефти в пластовых условиях – 61,3 мПа·с, площадь нефтеносности залежей – 5131 тыс. м². На турнейском объекте Кадыровского месторождения в эксплуатации находятся 17 добывающих скважин и одна нагнетательная. За 2009 г. с объекта добыто 15,9 тыс. т нефти и 18,8 тыс. т жидкости, закачано 2,4 тыс. м³ жидкости. Средняя текущая обводненность составляет 15,4%.

Из числа пробуренных скважин Кадыровского месторождения 4 пробурены с горизонтальным окончанием: 2227Г, 2232Г, 2237Г, 2276Г, вскрывающие нефтенасыщенные пропластки (кизеловский, черепетский, упино-малевский) турнейского яруса. Все эти скважины находятся длительное время в эксплуатации (с 1997 г.), работают с низкими дебитами нефти (2,3 т/сут.) и низкими значениями пластового и забойного давлений (4,3 и 2,5 МПа), что связано с отсутстви-

ем системы поддержания пластового давления турнейского яруса. Средняя длина ствола горизонтальных участков скважин составляет 237 м. Три ГС турнейского яруса Кадыровского месторождения, как видно из рисунка 3, работают с забойным давлением ниже давления насыщения (1,8 МПа), одна ГС (2237Г) – с давлением выше давления насыщения. Начальное пластовое давление составляет 10,7 МПа. Пластовое давление в районе всех ГС ниже рекомендуемого (80% от начального пластового давления). Средний начальный дебит всех ГС Кадыровского месторождения составляет 3,9 т/сут. при обводненности 9,9%, средний текущий дебит нефти составляет 2,3 т/сут. при обводненности 9,5%. Всего за время эксплуатации из горизонтальных скважин отобрано 42,268 тыс. т. Одна ГС 2227Г пробурена на турнейский объект с расстоянием до водонефтяного контакта (ВНК) 23 м, остановлена и находится в простое, в связи с низким пластовым давлением ($P_{пл} = 3,1$ МПа). Разрез, вскрытый ГС, не совпадает с разрезом по окружающим скважинам, 50% от всей длины условно-горизонтального участка ствола (УГУС) находится в плотных известняках и в остальной части по низкоемким коллекторам (рис. 4). Накопленный отбор нефти по ней составил 3,47 тыс. т нефти, начальные извлекаемые запасы нефти – 22,9 тыс. т. Средний дебит нефти окружающих наклонно направленных скважин – 2,3 т/сут., средняя обводненность – 31%, средние пластовое и забойное давления – 3,1 и 1,2 МПа (рис. 3). ГС 2232Г пробурена на турнейский объект с расстоянием до ВНК 17 м (рис. 5). Основная часть условно-горизонтального ствола прошла по продуктивным коллекторам. Она находится в эксплуатации с 1997 г., длина горизонтальной части ствола скважины – 240 м, средний дебит нефти – 2,8 т/сут., обводненность – 7,3%, пластовое и забойное давления находятся на низком уровне и составляют 1,0 и 0,5 МПа. Накопленный отбор нефти по ней составил 13,954 тыс. т. Окружающие скважины работают со следующими показателями: дебит нефти – 2,5 т/сут., обводненность – 6,0%, всего за весь период работы из них отобрано 20,228 тыс. т нефти.

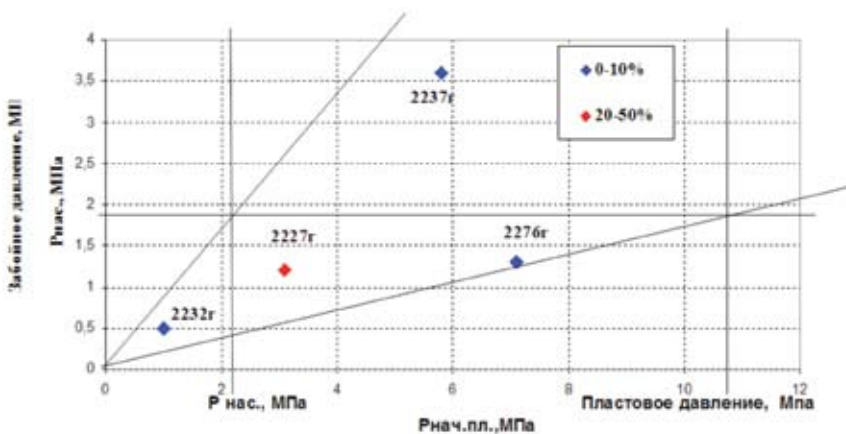


Рис. 3. Распределение $P_{пл}$ и $P_{зб}$ ГС турнейского яруса Кадыровского месторождения НГДУ «Прикамнефть»

Скв. 2237Г с горизонтальным окончанием введена в эксплуатацию в 1997 г., пробурена на турнейский объект с расстоянием до ВНК 24 м. УГУС длиной в 244 м вскрыл около 40 % от общей длины неколлектор (рис. 6).

По результатам ГИС большей частью коллекторы относятся к низкоемким. Она работает со средним дебитом нефти 3,7 т/сут., обводненность – 18,3%, текущие пластовое и забойное давления – 5,8 и 3,6 МПа, накопленная добыча нефти по ней составляет 21,952 тыс. т нефти. Средний дебит по окружающим скважинам составляет 3,8 т/сут., обводненность – 9%, средние пластовое и забойное давления – 9,5 и 3,3 МПа соответственно (рис. 3).

Скв. 2276Г была пробурена на турнейский объект с расстоянием до ВНК 6 м (рис. 7), введена в эксплуатацию в 2000 г. Ствол ГС нисходящий длиной 214 м, основная часть которого проходит по продуктивному коллектору. На данный момент скважина работает с дебитом нефти 3,1 т/сут., обводненность – 8,3%, средние пластовое и забойное давления составляют 7,1 и 1,3 МПа, всего за период эксплуатации добыто 2,892 тыс. т нефти. Средний дебит нефти по окружающим скважинам составляет 2,0 т/сут. при обводненности 4,5%, средние значения пластового и забойного давлений – 3,7 и 1,2 МПа соответственно (рис. 3).

Динамика изменения показателей работы скважин с горизонтальным окончанием Кадыровского месторождения за период с 2000 по 2010 г. представлена на рисунке 8.

На отложениях турнейского яруса согласно проектному документу утверждено к бурению 4 проектные горизонтальные скважины: 2271Г, 2275Г, 2337Г и 2332Г. Однако ни одна проектная скважина не была пробурена из-за низкой продуктивности существующих ГС. С целью повышения эффективности работы ГС появилась необходимость в уточнении геологического строения залежей продуктивных горизонтов, в оптимизации системы ППД и местоположения проектных горизонтальных скважин.

Выбор участков под заложение ГС предполагает анализ всего объема имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации:

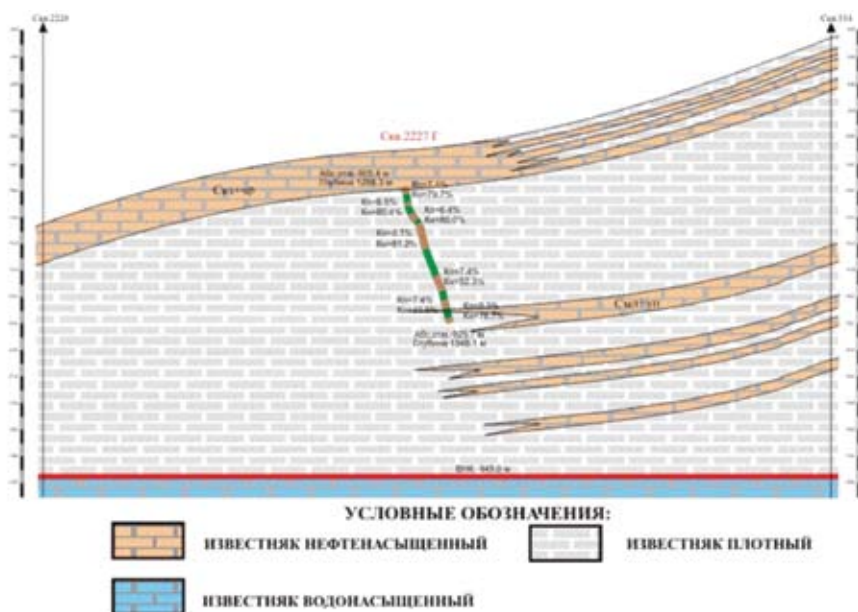


Рис. 4. Фактическая траектория ГС 2227Г в отложениях турнейского яруса нижнего карбона

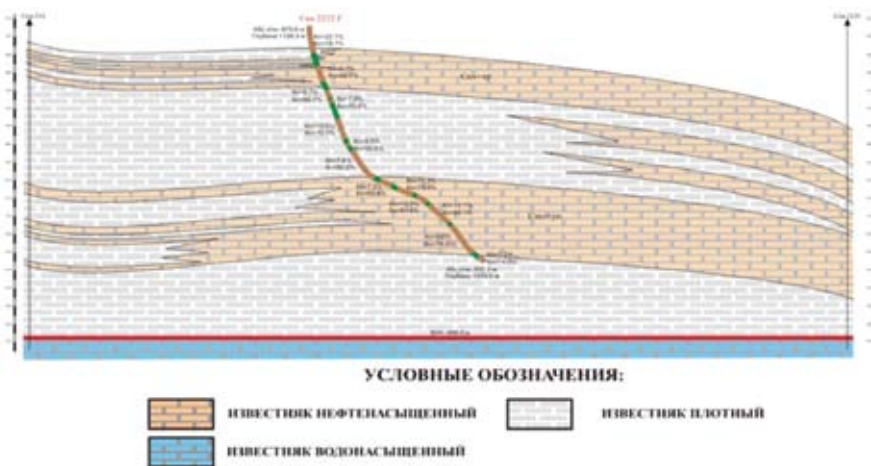


Рис. 5. Фактическая траектория ГС 2232Г в отложениях турнейского яруса нижнего карбона

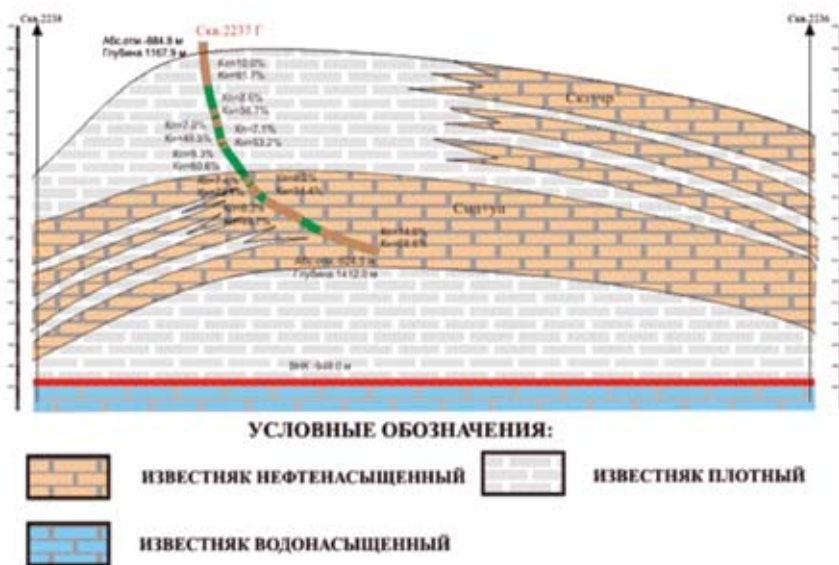


Рис. 6. Фактическая траектория ГС 2237Г в отложениях турнейского яруса нижнего карбона

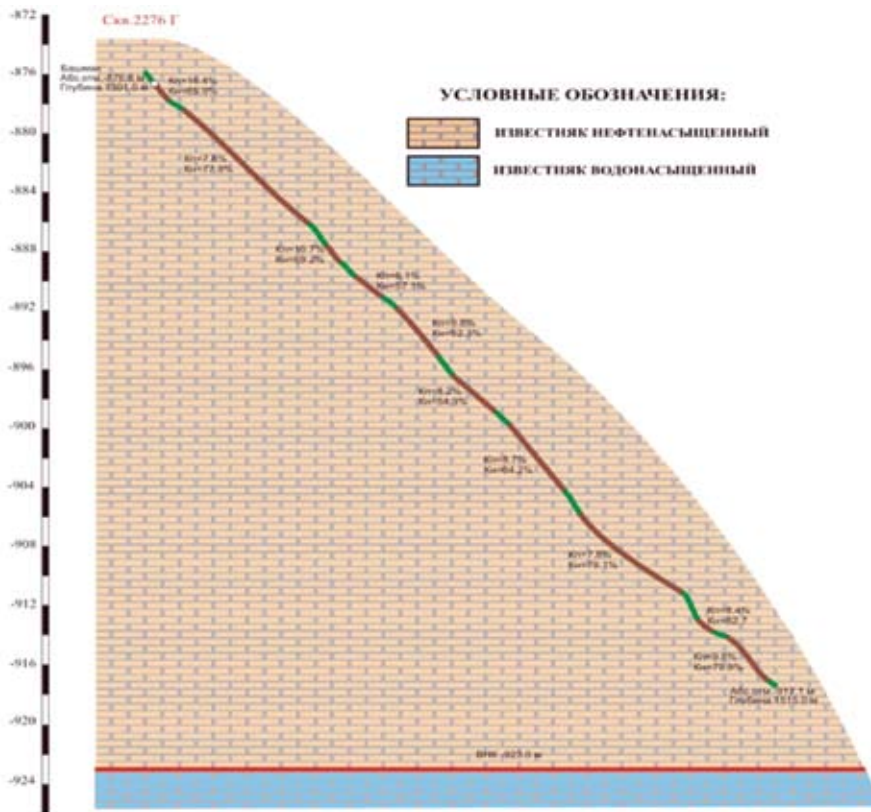


Рис. 7. Фактическая траектория ГС 2276Г в отложениях турнейского яруса нижнего карбона

- результатов ГИС пробуренных скважин;
- лабораторных исследований керна;
- данных площадной сеймики;
- результатов детализационных сейсмических исследований, как НВСП, НСЭ, НВП МОВ и т.д.;
- гидродинамических исследований;
- результатов эксплуатации окружающих скважин в динамике.

При отсутствии перечисленных исследований целесообразно на участке залежи ГС выполнить непродольное

вертикальное сейсмопрофилирование методом отраженных волн (НВСП). По результатам этих исследований могут быть уточнены не только структурные построения по кровле продуктивного объекта, но и выделены зоны наличия трещиноватости, ее направленность на каждом отдельном структурном элементе поднятия, контролирующего залежь нефти, определены зоны и линии тектонических нарушений и эрозионных врезов. Также необходимо в первую очередь сформировать

оптимальную систему поддержания пластового давления, поскольку пластовое давление на залежи падает и пробуренные ГС работают с низкой продуктивностью.

Одна из проектных ГС 2337Г находится далеко от существующих или намеченных площадок – в 700–800 м (рис. 2), но практически на сегодняшний день технически возможно бурение ее с большим смещением. Остаточные извлекаемые запасы на эту скважину по турнейскому объекту составляют 38 тыс. т. Предлагается ее пробурить с другой площадки и забой ГС переместить к северу на 60 м. В случае невозможности бурения скважины как горизонтальную предлагается заменить ее на наклонно направленную с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) с вышезалегающими объектами. Ожидаемый прогнозный дебит нефти – 7,5 т/сут.

Скв. 2332Г необходимо развернуть в северо-восточном направлении тоже из-за уточнения площадки бурения. В ней прогнозная нефтенасыщенная толщина продуктивных прослоев составит 10–16 м, удельные извлекаемые запасы нефти – 55 тыс. т, ожидаемый прогнозный дебит нефти – 10,1 т/сут. Скв. 2271Г предлагается пробурить как наклонно направленную из-за технической невозможности бурения из намеченной площадки. Ее проектная точка входа в пласт находится всего в 100 м от площадки. Прогнозная нефтенасыщенная толщина продуктивных отложений составит 10–11 м, удельные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на нее, – не менее 17,6 тыс. т., ожидаемый дебит нефти – 7,6 т/сут.

Скв. 2275Г практически сохраняет свой проектный забой и длину ствола, при этом только точка входа смещается на 50 м к востоку от проектной. Ожидаемый дебит нефти – 11,3 т/сут. Прогнозная нефтенасыщенная толщина – 18–20 м.

Таким образом, из 4 проектных горизонтальных скважин фактически возможно пробурить две ГС из-за уточнения геологического строения залежей продуктивных отложений и положения площадок бурения.

На основе гидродинамического моделирования по каждой проектной

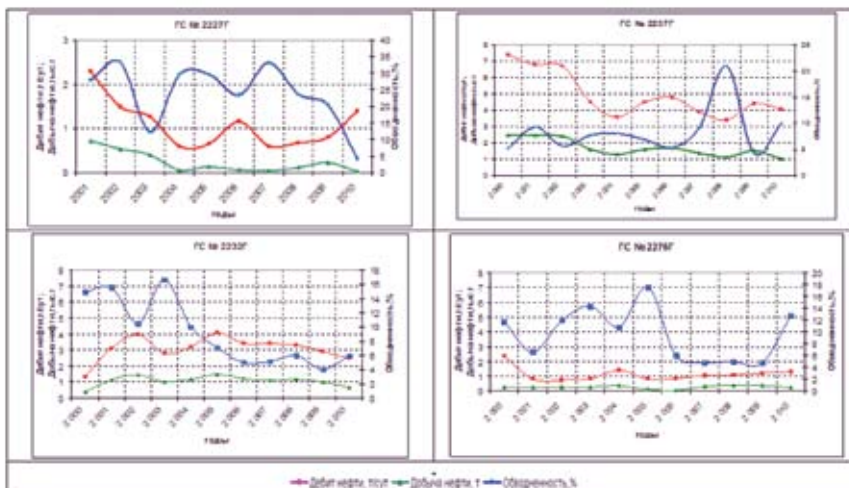


Рис. 8. Динамика изменения показателей работы скважин с горизонтальным окончанием Кадыровского месторождения

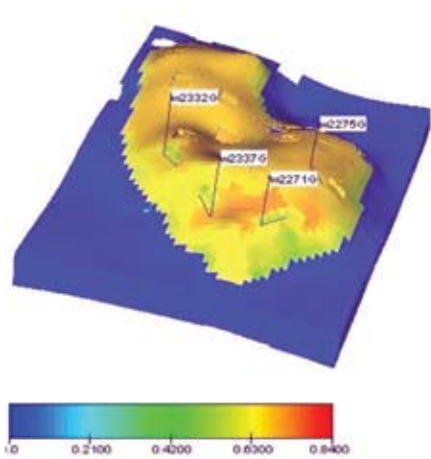


Рис. 9. Распределение текущей нефтенасыщенности по первому (базовому) варианту расчета

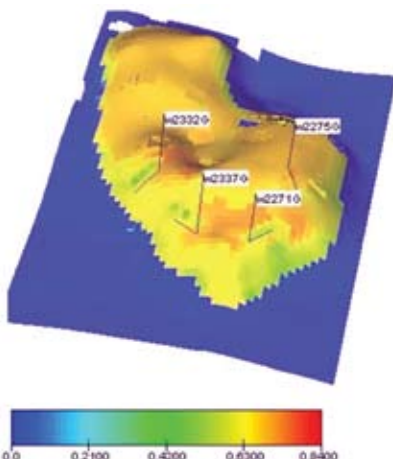


Рис. 10. Распределение текущей нефтенасыщенности по предлагаемому варианту расчета

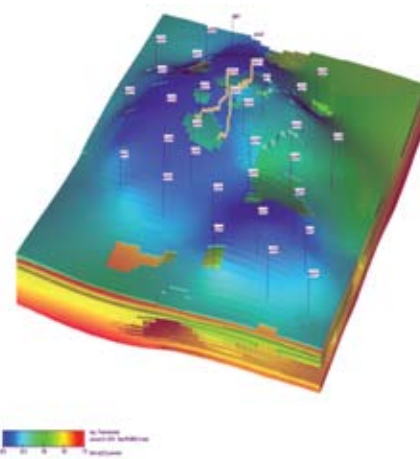


Рис. 11. Распределение текущего пластового давления на Кадыровском месторождении

ГС был произведен расчет основных прогнозных технологических показателей разработки по двум вариантам на десятилетний период с целью оценки эффективности бурения горизонтальных скважин.

Гидродинамическая модель (рис. 11) месторождения была построена с использованием пакетов программ Irap RMS компании ROXAR – Tempest 6.5. Обоснование расчетных дебитов проводилось по геолого-промысловым данным.

Первый вариант (рис. 9) предусматривает размещение ГС согласно утвержденному проектному документу. Результаты (табл. 2) показали, что такое размещение ГС малоэффективно и продуктивность скважин остается на низком уровне.

Второй вариант (рис. 10) предусматривает более рациональное размещение

скважин на основе уточнения геологического строения, при этом продуктивные характеристики скважин выше в 2 раза.

В таблице 3 представлена геологическая характеристика проектных скважин Кадыровского месторождения, намеченных для бурения.

ВЫВОДЫ

1. Наиболее эффективно применение горизонтальных скважин на небольших месторождениях в случае искусственного или естественного поддержания пластового давления. В случае его отсутствия ГС только интенсифицируют во времени процесс использования ограниченного потенциала добычи жидкого или газообразного углеводородов.

2. Целью применения горизонтальных технологий на залежах карбонатных отложений являются увеличение нефте-

извлечения, снижение водонефтяного фактора, снижение затрат на строительство дополнительных вертикальных добывающих скважин, а также довыработка остаточных трудноизвлекаемых запасов, которые не были вовлечены в разработку при бурении наклонно направленных вертикальных скважин.

3. Появилась дополнительная информация, на основе которой возможно корректировать размещение новых ГС, а также позволяет уточнить их размещение и оценить их характеристику.

4. Результаты бурения и эксплуатации ГС на месторождении показывают, что разбуривание месторождения по проектной сетке скважин неэффективно, необходимо уточнение геологического строения с целью заложения новых ГС и проведение комплекса мероприятий по повышению пластового давления вблизи ГС.

Таблица 2. Сравнительная характеристика эффективности применения предлагаемой технологии с базовым вариантом

Год	Базовый вариант расчета					Предлагаемый вариант расчета				
	Дебит нефти, т/сут.	Дебит нефти, т/сут.	Обводненность,%	$P_{заб}$ МПа	$P_{пл}$ МПа	Дебит нефти, т/сут.	Дебит нефти, т/сут.	Обводненность,%	$P_{заб}$ МПа	$P_{пл}$ МПа
1	5,7	21,6	48,1	9,0	9,1	9,2	35,1	58,1	8,2	8,4
2	5,4	20,6	51,3	9,0	9,1	8,4	33,0	59,4	8,2	8,4
3	5,4	20,3	52,8	9,0	9,1	8,2	32,5	59,8	8,2	8,4
4	5,4	20,2	53,8	9,0	9,1	8,1	32,4	60,2	8,2	8,4
5	5,3	20,2	54,9	9,0	9,1	8,0	32,3	60,7	8,2	8,4
6	5,2	20,2	55,8	9,0	9,1	7,8	32,3	61,2	8,2	8,4
7	5,1	20,2	56,7	9,0	9,1	7,6	32,3	61,6	8,2	8,4
8	5,0	20,2	57,4	9,0	9,1	7,5	32,2	61,9	8,2	8,4
9	4,9	20,1	57,7	9,0	9,1	7,5	32,2	62,1	8,2	8,4
10	4,9	20,1	58,1	9,0	9,1	7,4	32,2	62,4	8,2	8,4

Таблица 3. Геологическая характеристика проектных скважин Кадыровского месторождения, намеченных для бурения

Номер п/п	Номер скважины	Объект	Нефтенасыщенная толщина (ожидаемая), м						Ожидаемый дебит			Режим работы скважин			Извлекаемые запасы, тыс. т		
			по окружающим скважинам		ожидаемая по новым скважинам				нефти, т/сут.	жидкости, м³/сут.	Номер скважины	Дебит		% воды	Отобрано, тыс. т	начальные	текущие
кислородный	водородный	кислородный	кислородный	кислородный	кислородный	кислородный	нефти, т/сут.	жидкости, м³/сут.				жидкости, м³/сут.					
	2243	турней	6,2	6,2	5,3						2243	4,8	6,8	22,5	14,0	10,9	-3,10
	2337 (Г)	ОРЭ				9,0	7,0 м	2,0	7,5	8,1						64,23	
	2332Г	турней				13		5,8	10,1	14,3						55,16	
	2239	турней	14,0	нк	3,1						2239				3,05	24,7	21,65
	2227Г	турней	13,0	10,2	1,4						2227Г	ост			3,47	22,9	19,43
	2271Г	турней				10	2,4 м	нк	7,6	9,6						17,6	
	2227Г	турней	13,0	10,2	1,4						2227Г	ост			3,47	22,9	19,43
	2275Г	турней				19		2,0	11,3	14,1						44,6	
	2231	турней	14,4	2,5	нк						2231	2,8	3,5	14	10,83	25,4	14,57
	2236	турней	14,1	нк	5,5						2236	0,4	0,8	39	2,80	24,8	22,00
	2237	турней	25,7	нк	нк						2237	1,7	2	5	19,77	45,3	25,53

ООО «СТИЛ ВОРК»

WE ARE EXPERTS IN WELDING

ЧЛЕН АКАДЕМИИ ГОРНЫХ НАУК УКРАИНЫ



Steel Work



Украина, 53032,
Днепропетровская обл.,
г. Кривой Рог,
Кировоградское ш., д. 8
Тел.: +38 (056) 470-17-00
Факс: +38 (056) 470-17-01
Моб.: +38 (096) 256-60-88
E-mail: steelwork@i.ua
www.ng.steel-work.net

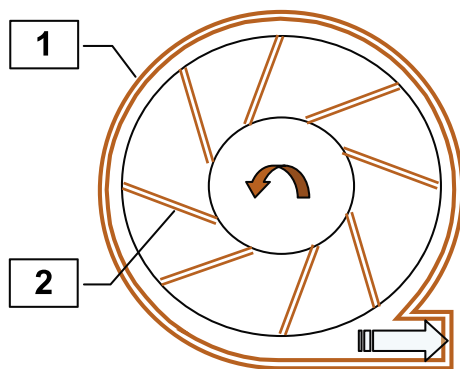
ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ ОТ АБРАЗИВНОГО ИЗНОСА ТЕХНОЛОГИЯМИ ООО «СТИЛ ВОРК»

На территории стран постсоветского пространства существует большое количество предприятий, в технологических линиях которых присутствуют промышленные вентиляторы, эксгаустеры, высокопроизводительные тягодутьевые машины.

Необходимость постоянного увеличения производительности оборудования при условии снижения затрат на его содержание ставит перед техническими специалистами таких предприятий на первый взгляд невыполнимые задачи: абразивные материалы и агрессивные среды значительно сокращают ресурс работы различного технологического оборудования, в том числе и промышленных вентиляторов. При их высокой стоимости вопрос защиты от абразивного износа и продления срока службы очень актуален.

Специалистами ООО «Стил Ворк» разработана технология, позволяющая увеличить межремонтный ресурс промышленных вентиляторов при помощи биметаллических износостойких плит SWIP (Steel Work Innovation Plate).

Схема размещения биметаллической футеровки вентилятора



1 – футеровка внутренней поверхности улиты вентилятора биметаллическими плитами SWIP;

2 – защита проточной части рабочего колеса вентилятора износостойкими плитами SWIP.

Поверхности вентилятора, защищенные биметаллом



Рабочее колесо вентилятора



Улитка вентилятора

Применение биметаллических плит SWIP производства ООО «Стил Ворк» для защиты вентиляторов позволит получить следующие преимущества:

- Снижение себестоимости продукции за счёт уменьшения затрат на содержание оборудования (отказ от приобретения новых дорогостоящих комплектующих и отказ от услуг подрядных организаций для выполнения ремонтов).
- Увеличение производительности оборудования за счёт роста межремонтного периода (уменьшения количества плановых и исключения неплановых остановок);
- увеличение срока службы вентилятора за счет более качественной защиты биметаллическими плитами SWIP.