

УДК 622.276

В.В. Емельянов

НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть», г. Елабуга
e-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Оптимальная ориентация горизонтальной части ствола скважины в зависимости от направления трещиноватости карбонатного коллектора

Важным моментом в повышении эффективности применения горизонтальных технологий является расположение стволов скважин с горизонтальным окончанием относительно векторов максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности – трещиноватости в карбонатных породах и зон пониженной плотности или зон наибольших значений энергий отражённых волн в терригенных породах, которое влияет не только на дебит скважины, но и на динамику обводнения скважин с горизонтальным окончанием и, в целом, на коэффициент нефтеизвлечения. Совершенствование существующих систем разработки и создание новых, путём применения горизонтального бурения для наиболее полной выработки запасов, в частности, увеличения радиуса дренирования предполагает использование прикладной геофизики, например, сейсмокаротажных исследований методом непродольного вертикального сеймопрофилирования. Рассмотрено и показано на практике, как применяется метод НВСП для определения ориентации трещин в пределах поднятия, и как оказывает влияние ориентация горизонтальной части ствола, относительно системы трещин, на продуктивность скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, непродольное вертикальное сеймопрофилирование, трещиноватость, карбонатный коллектор.

Существует мнение, что большое значение при размещении скважин с горизонтальным окончанием (СГО) в трещиноватом коллекторе и коллекторе смешанного типа, имеет расположение условно-горизонтальной части ствола скважины (УГЧСС) относительно преобладающего направления трещиноватости. Ориентация СГО относительно преимущественного направления развития системы трещин определяет как потенциальный дебит, так и скорость обводнения продукции скважины.

В мировой литературе и у отечественных исследователей преобладает мнение о расположении СГО ортогонально направлению трещиноватости.

Институтом ТатНИПИнефть дважды был проведён анализ результатов методов по определению трещиноватости в пределах одного участка (2002 и 2012 годах). Результаты получились идентичные: нет двух методов, результаты которых бы сошлись на 100% (Губайдуллин и др., 2010). Тем не менее, была сделана попытка, с привлечением данных метода непродольного вертикального сеймопрофилирования (НВСП), относительно доступного и быстрого метода, определить степень оптимальности расположения УГЧСС по отношению к трещиноватости, зонам разуплотнения на участках залежей в карбонатных и терригенных коллекторах. Параметрами, определяющими степень оптимальности, явились технологические показатели работы СГО. Был выведен алгоритм

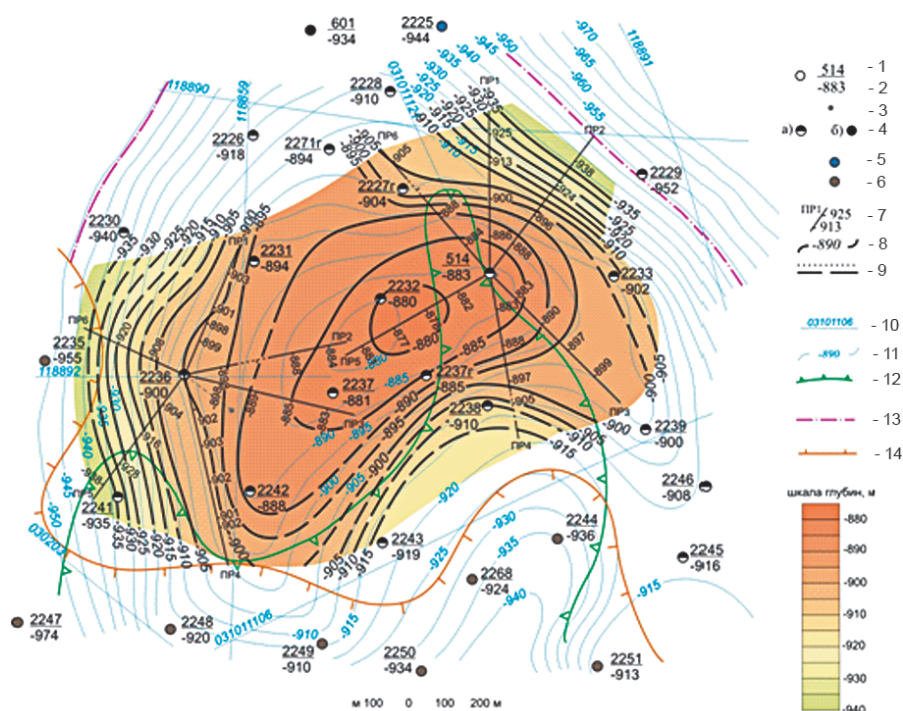


Рис. 1. Структурная карта по кровле отложений турнейского яруса по данным НВСП и бурения. 1 – номер скважины; 2 – абсолютная отметка кровли турнейского яруса, м; 3 – устье скважины; 4 – скважины, установившие нефтенасыщение отложений турнейского яруса по данным а) ГИС и б) опробования; 5 – скважина водонасыщенная по данным ГИС; 6 – скважины, установившие замещение отложений турнейского яруса уплотненными породами по данным ГИС; 7 – профиль НВСП с абсолютными отметками кровли турнейского яруса, м; 8 – изогипса кровли турнейского яруса, м; 9 – неуверенная корреляция. Данные детализационных сейсморазведочных работ МОГТ 2D (с.п.3/10-11, Попович М.Н., 2011 г.): 10 – сейсмический профиль; 11 – изогипса кровли турнейского яруса нижнего карбона, м; 12 – аномалии сейсмической записи, выделенные по сейсморазведочным данным, связываемые с зоной развития визейского эрозийного карбона; 13 – внешний прогнозный контур нефтеносности отложений турнейского яруса нижнего карбона; 14 – граница зоны замещения отложений турнейского яруса нижнего карбона уплотненными породами по данным «Дополнения к технологической схеме разработки Кадыровского месторождения», составленного ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», 2007 г.

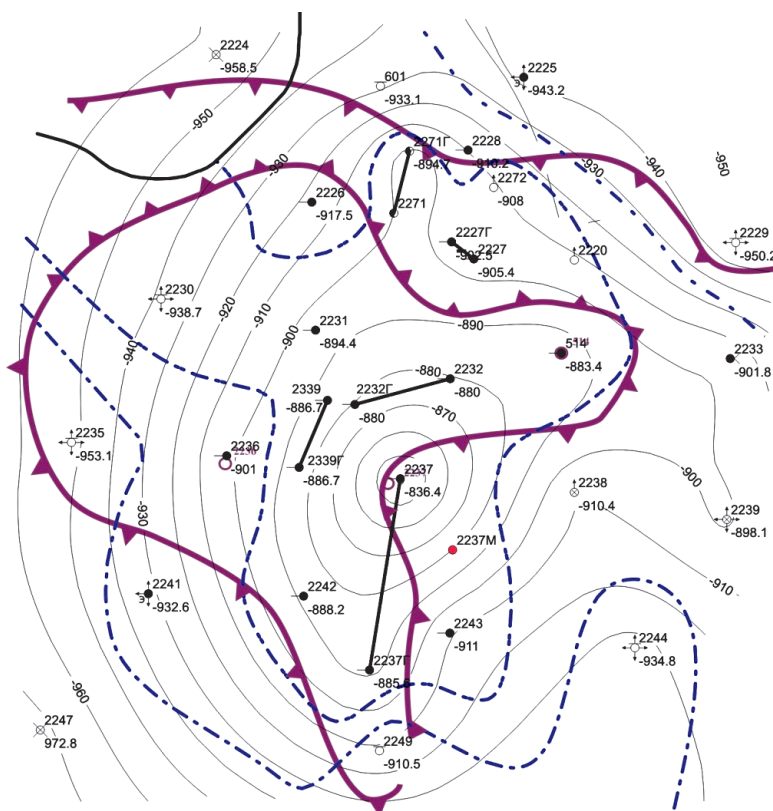


Рис. 2. Структурная карта по кровле отложений турнейского яруса Средне-Багряжского участка Кадыровского месторождения.

по заложению СГО с целью получения максимально возможной добычи и увеличения периода эксплуатации скважин с малым процентом обводнённости.

Таким образом, детализационные сейсмические исследования методом непродольного вертикального сейсмопрофилирования являются одним из доступных методов решения следующих вопросов:

- уточнение структурного плана залежи в месте заложения СГО;

- выявление наличия эрозионных врезов, определение глубины их врезания в материнскую породу, положение их бортов в плане; определение направления вектора максимальной гидропроводности, соответствующего направлению трещиноватости в карбонатах;

- распространения зон глинизации в терригенных коллекторах.

Необходимо отметить, что разрешающая способность метода относительно структурных построений в радиусе вертикальной скважины (ВС), где проводились исследования, составляет 400-500 метров.

В 2011 году на рассматриваемом участке Кадыровского месторождения были произведены детализационные сейсмические исследования методом НВСП (Доронкин, 2013). На этом участке ещё в 1997 году были пробурены СГО №№ 2232Г, 2227Г и 2237Г (Рис. 1).

Целевым назначением работ было:

- изучение структурных особенностей поверхности отложений турнейского яруса;

- определение доминирующего направления трещиноватости в карбонатных отложениях турнейского яруса, направления максимальной гидропроводности в продуктивном пласте;

- выделение зон повышенной трещиноватости.

По двум ВС было отработано 11 лучевых направлений к пунктам взрыва через 45-90°. Пунктами взрыва являются специально пробуренные на ПВ скважины глубиной до 40 м, в которых производятся взрывы зарядов тротила.

Наблюдения поляризационной модификацией вертикального сейсмического профилирования (ПМ ВСП) проводились в восьми специально пробуренных скважинах глубиной до 80 м и с шагом 5 м.

Структурная карта по результатам разбуривания участка имеет более сложную геометрию (Рис. 2).

Однако, дополнительная информация, полученная по

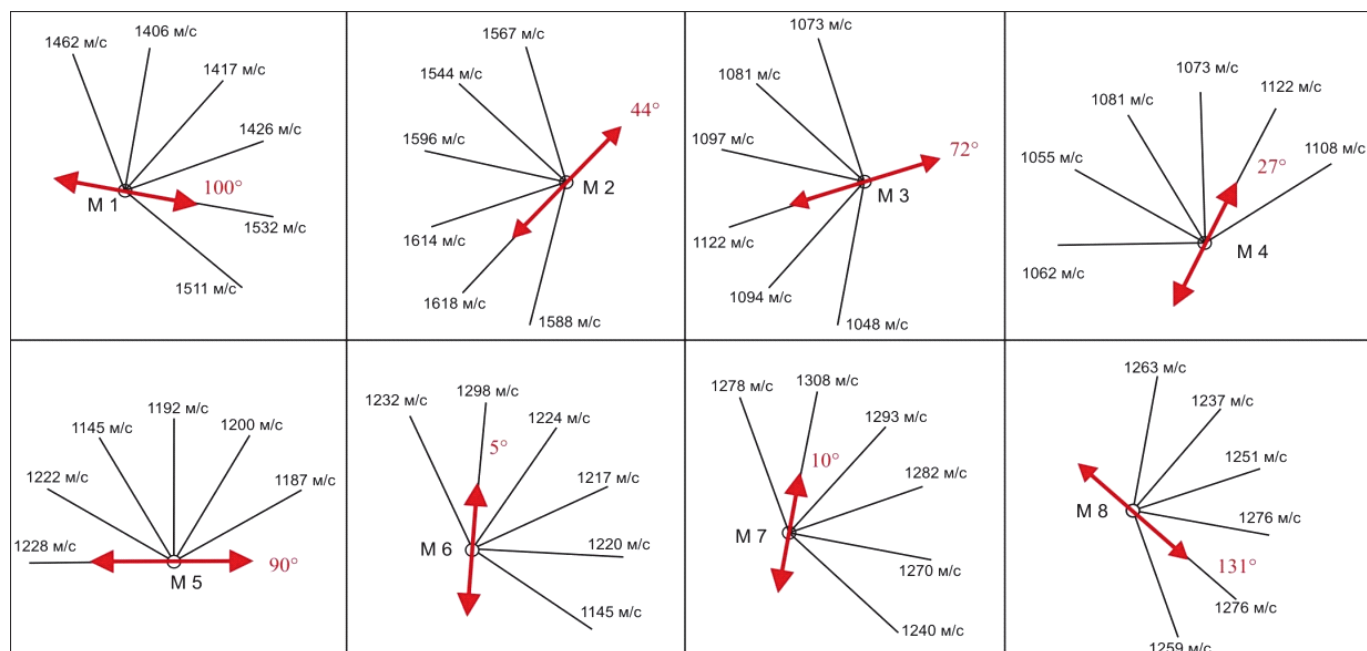


Рис. 3. Направление трещиноватости в мелких скважинах на Средне-Багряжском участке Кадыровского месторождения.

результатам НВСП, уточнила ориентацию купольной части поднятия, контролирующего залежь нефти на Средне-Багряжском участке (Доронкин, 2013).

По полученным от НВСП результатам в пределах границ проведения работ и их разрешения уточнился рельеф отложений турнейского яруса.

На рассматриваемом участке были выделены блокоразделяющие границы, отразившие тектоническое строение участка и повлиявшие на формирование структурного плана. Из рисунка видно, как меняется ориентация трещиноватости относительно тектонических блоков, соответственно напряжению в каждом из них. Теперь можно сказать, что напряжение в блоках повлияло не только на формирование направления трещиноватости, но и на формирование русел эрозионных врезов (Рис. 2).

Сведения о параметрах трещиноватости пород получены по результатам изучения сейсмической анизотропии на основе монотипных поперечных S-волн и обменных волн типа PS, а также по результатам изучения азимутальной гидропроводности (подвижности флюида) проницаемых интервалов и по поляризационным характеристикам гидроволн. Комплексирование нескольких способов исследований, базирующихся на различных физических основах и имеющих разную разрешающую способность по вертикали и радиусу изучаемой зоны, существенно повышает надежность и информативность результатов исследований. Комплексирование особенно эффективно при изучении отложений, в которых трещиноватость развита в ограниченных интервалах (единицы и первые десятки метров), а также при изучении разрезов со сложной системой трещин (развитие нескольких систем трещин).

На рассматриваемом участке по результатам интерпретации полевого материала, отмечено направление прогнозной преобладающей трещиноватости на основе наблюдений в мелких скважинах (Рис. 3, 4).

Как видно из рисунка 4, направление вектора максимальной гидропроводности или максимальной подвижности флюида, соответственно и направление преимущественной трещиноватости пород, оценённое по результатам НВСП (восходящим гидроволнам) в ВС №№ 514 и М7, соответствует системе трещин с дирекционными углами 100° (Рис. 3).

По результатам бурения СГО 2227 на структурном плане участка вырисовывается резкое изменение направления изогипс. На таких локальных участках с подобной сменой направления изогипс по результатам анализа направление трещиноватости изменяется до ортогонального. Направление трещиноватости – максимальной гидропроводности на разных структурных эле-

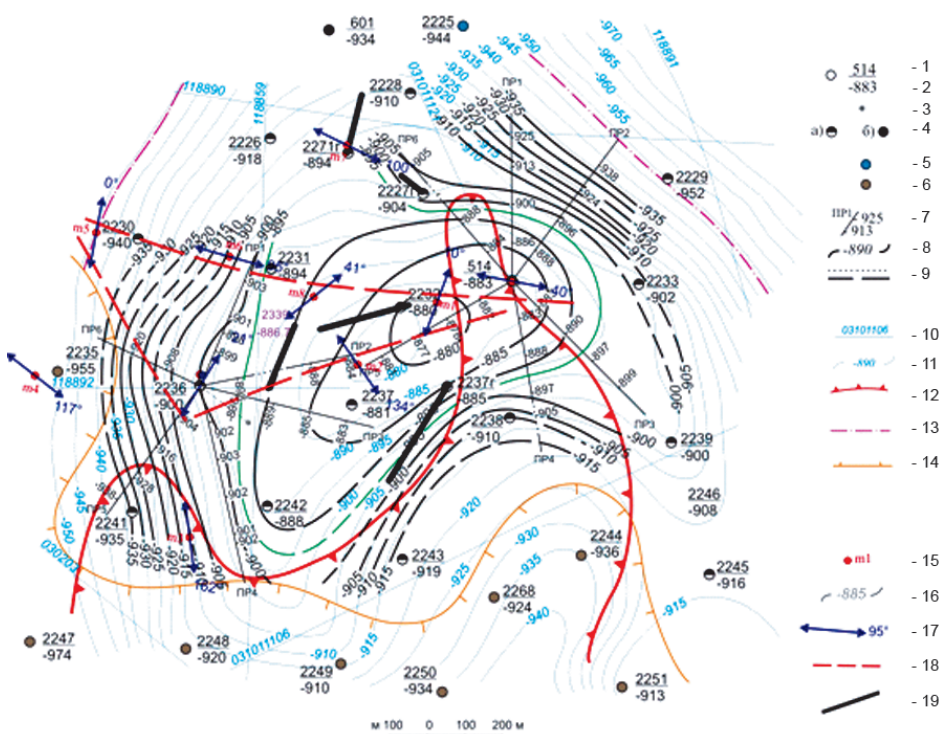


Рис. 4. Структурный план участка по кровле отложений турнейского яруса по данным НВСП и бурения с траекториями СГО и векторами трещиноватости. Условные обозначения 1-14 представлены на рис. 1. 15 – мелкая скважина; 16 – изогипс кровли турнейского яруса по данным НВСП и бурения; 17 – направление трещиноватости по PS-волнам; 18 – предполагаемая блокоразделяющая граница; 19 – горизонтальная скважина.

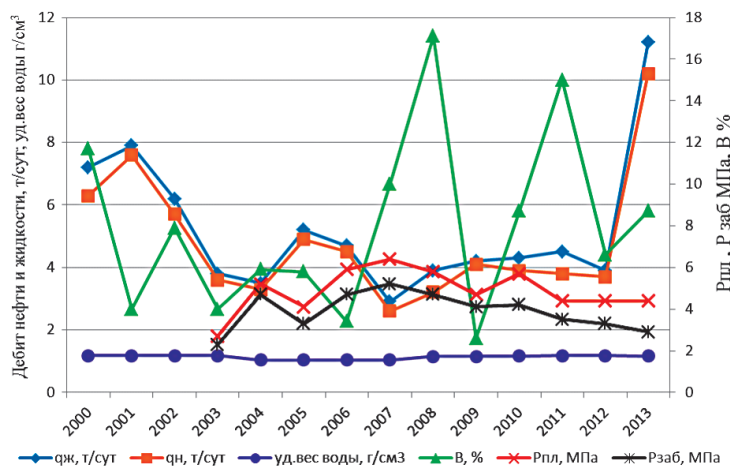


Рис. 5. Динамика технологических показателей разработки по СГО № 2237Г Кадыровского месторождения.

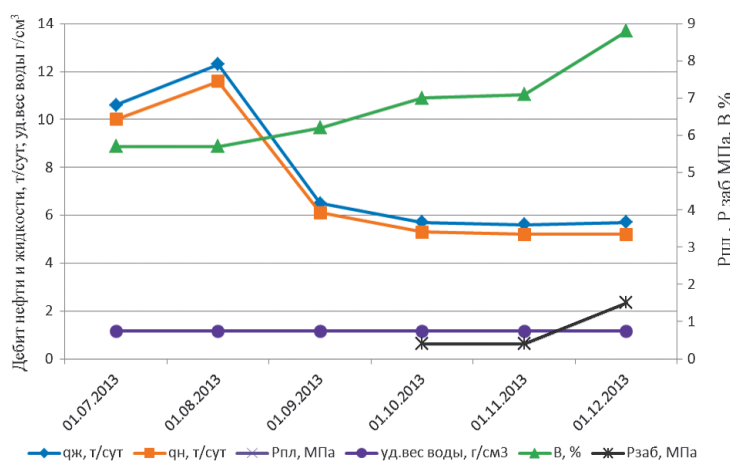


Рис. 6. Динамика технологических показателей разработки по СГО № 2271Г Кадыровского месторождения.

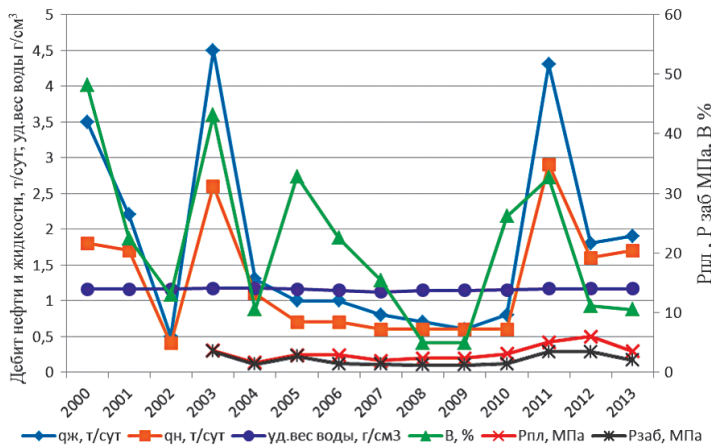


Рис. 7. Динамика технологических показателей разработки по СГО № 2227Г Кадыровского месторождения.

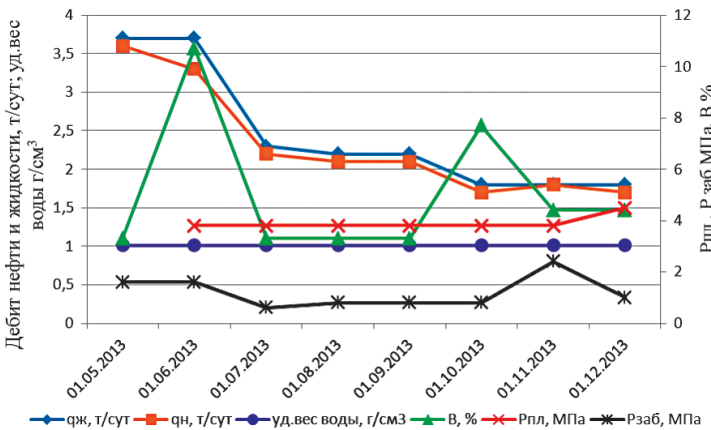


Рис. 8. Динамика технологических показателей разработки по СГО № 2339Г Кадыровского месторождения.

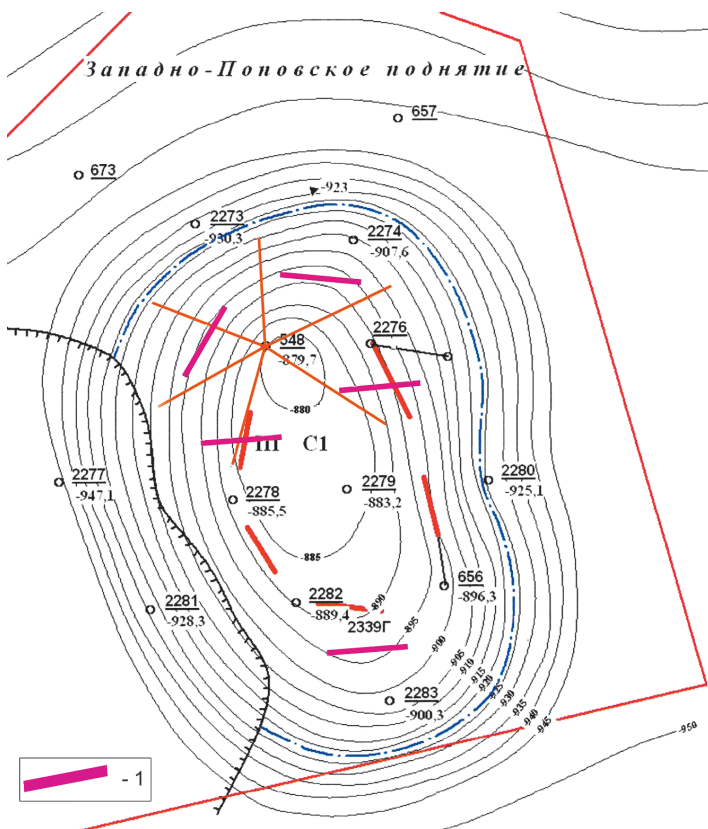


Рис. 9. Рекомендации по размещению проектного фонда. 1 – проектная СГО.

ментах поднятий и склонов дифференцировано. Линии максимальных напряжений по блокоразделяющим границам характеризуются отличными от внутриблоковых направлений.

Если совместить карту структурного плана и карту с направлениями трещиноватости и блокоразделяющими границами, то можно видеть, что заложенные и пробуренные СГО №№ 2271Г, 2237Г и 2227Г, расположенные на участках с пересечением систем трещиноватости, то есть в наиболее разуплотнённых зонах, и ортогонально трещиноватости имеют наилучшие технологические показатели.

Графики по динамике разработки СГО на Кадыровском месторождении представлены на рисунках 5-8. Горизонтальный стволы скважин №2237Г, 2271Г расположены близко к углу 90° к вектору максимальной гидропроводности – трещиноватости. Траектория СГО 2271Г в плане расположена на северном склоне в месте пересечения двух систем трещин. А траектории СГО скв.2227Г и 2339Г в плане расположена менее чем 45° к простиранию структурного элемента, что сказывается на продуктивности скважин.

Нефтевыщаживающие породы на участке подстилаются одновозрастными водоносными карбонатными породами. Контакт нефть-вода по залежи установлен на абсолютной отметке минус 934 метров. Расстояние от нижней точки траектории скважины до ВНК достаточное, что отражается в безводном периоде работы скважины.

На рисунке 9 представлены рекомендации по размещению проектного фонда скважин с горизонтальным окончанием относительно простирания структурных элементов, на которых расположены СГО.

Выше было указано, что на разных структурных элементах одного поднятия, направление трещиноватости соответствует простиранию конкретного структурного элемента (Доронкин, Корбанова, 2008; Доронкин и др., 2010; 2011; Доронкин, 2009). Вывод был сделан в результате анализа данных НВСП, произведённого на структурных элементах одного поднятия.

В данном случае на Западно-Поповском поднятии УГЧС СГО направлены перпендикулярно и субперпендикулярно относительно простирания структурных элементов и в замках структур, где предположительно существует две пересекающихся системы трещин северо-северо-западного и северо-северо-восточного направления. На рисунке показано, как целесообразней было бы расположить СГО относительно простирания структурных элементов.

Для уплотнения существующей сетки скважин предлагается провести исследования НВСП в районе замков структуры и лучи сейсмопрофилей направить навстречу друг другу так, чтобы была максимально пересечена площадь поднятия.

Выводы

- Лучшие технологические показатели имеют участки с подошвенной водой.
- Расстояние до водоносного коллектора по всем СГО должно быть не менее 10 метров.
- Наибольшие значения удельной годовой добычи

отмечены по СГО, расположенным на участках с пересечением двух систем трещин и ортогонально трещиноватости.

- Необходимость проведения детализационных работ методом НВСП очевидна.

- При проведении ГТМ по обработке соляной кислотой на карбонатных коллекторах важное значение имеет степень правильности расчёта объёма реагента, присутствие в реагенте других компонентов и проведение операций по продавливанию агента в пласт.

Рекомендации

При заложении новых СГО рекомендуется организовывать элементы разработки с вводом нагнетательных скважин, в которых нагнетание осуществляется в предпоследний нефтенасыщенный прослой перед контактом нефть-вода.

Литература

Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложнопостроенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Отчет. Академия наук. Казань. 2010.

Доронкин А.К. Изучение трещиноватости (подготовка участ-

ка под горизонтальное бурение), участок НГДУ «Прикамнефть». Отчет сейсмокаротажной партии № 24/2012/ ТНГ-Групп. Бугульма. 2013.

Доронкин А.К. Изучение трещиноватости (подготовка участка под горизонтальное бурение). ТНГ-Групп. Отчет сейсмокаротажной партии № 24/2008 по договору №0002/05/630 с ОАО «Татнефть». Бугульма. 2009.

Доронкин А.К., Зинина Г.В., Лиховидова С.К. Поисково-сейсмокаротажные исследования методом НВСП с целью изучения структурных особенностей вокруг скважин ОАО «Татнефть» НГДУ «Альметьевнефть». СКП 25/2011г.

Доронкин А.К., Корбанова Р.М. Поисково-сейсмокаротажные работы методом НВСП с целью изучения структурных особенностей вокруг скважин ОАО «Татнефть» НГДУ «Джалильнефть». СКП 25/2008г.

Доронкин А.К., Моллов Н.Ф., Зинина Г.В. Изучение трещиноватости (подготовка участка под горизонтальное бурение), участок НГДУ «Нурлатнефть». Отчет. СКП 24/2010.

Сведения об авторе

Виталий Владимирович Емельянов – заместитель начальника геологического отдела НГДУ «Прикамнефть» ОАО Татнефть им. В.Д. Шашина

423630, Республика Татарстан, Елабуга, пр-т Нефтяников, д. 32

Тел./факс: (85557) 25-004

Optimal Orientation of Horizontal Part of the Wellbore Depending on Fracturing Direction in Carbonate Reservoir

V.V. Emelyanov

Oil and Gas Production Department «Prikamneft» JSC Tatneft, Elabuga, Russia
e-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Abstract. An important factor in increasing efficiency of horizontal technologies is location of wellbores with a horizontal end. In carbonate rocks the location depends on maximum fluid mobility or maximum water permeability-fracturing. In terrigenous rocks it depends on areas of low density or areas of maximum reflected energy. Location of wellbores affects not only on flow rate, but also on water influx of horizontal well, and oil recovery factor in general. Usage of applied geophysics, in particular, seismic logging of offset vertical profiling is a way to improve existing development systems and create new ones by drilling horizontal wells for efficient reserves production. The article shows how offset vertical profiling is applied for determining fracture orientation within the elevation. The article also considers how orientation of horizontal part of the wellbore influences well productivity in regard to fracturing system.

Keywords: horizontal wells, offset vertical profiling, fracturing, Carbonate Reservoir.

References

Gubaydullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudinsev E.A. Geologiya karbonatnykh slozhnopostroennykh kolektorov devona i karbona Tatarstana [Geology of Devonian and Carboniferous carbonate complex reservoirs of Tatarstan]. Akademiya nauk [Academy of Sciences]. Kazan. 2010.

Doronkin A.K. Izuchenie treschinovostoi (podgotovka uchastka pod gorizonta'noe burenie), uchastok NGDU «Prikamneft'» [Study

of fracturing (preparation for horizontal drilling), field of NGDU «Prikamneft'». Report from seismic logging operation № 24/2012/ TNG-Group. Bugulma. 2013.

Doronkin A.K. Izuchenie treschinovostoi (podgotovka uchastka pod gorizonta'noe burenie), TNG-Grupp [Study of fracturing (preparation for horizontal drilling), TNG Group]. Report from seismic logging operation № 24/2008 №0002/05/630 with JSC «Tatneft'». Bugulma. 2009.

Doronkin A.K., Zinina G.V., Likhovidova S.K. Poiskovo-seysmocarotazhnye issledovaniya metodom NVSP s tsel'yu izucheniya strukturnykh osobennostey vokrug skvazhin ОАО «Tatneft'» NGDU «Al'met'evneft'» [Prospecting and seismic logging research by the NVSP method in order to study the structural features around the wells of JSC «Tatneft'» NGDU «Al'met'evneft'». SKP 25/2011.

Doronkin A.K., Korbanova R.M. Poiskovo-seysmocarotazhnye raboty metodom NVSP s tsel'yu izucheniya strukturnykh osobennostey vokrug skvazhin ОАО «Tatneft'» NGDU «Dzhalil'neft'» [Prospecting and seismic logging works by NVSP method in order to study the structural features around the wells of JSC «Tatneft'» NGDU «Jalilneft'». SKP 25/2008.

Doronkin A.K., Molov N.F., Zinina G.V. Izuchenie treschinovostoi (podgotovka uchastka pod gorizonta'noe burenie), uchastok NGDU «Nurlatneft'» [Study of fracturing (preparation for horizontal drilling), field of NGDU «Nurlatneft'». Report UPC 24/2010.

Information about author

Vitaliy V. Emelyanov – Deputy Head of the Geological Department, Oil and Gas Production Department «Prikamneft'» JSC Tatneft

423630, Tatarstan Republic, Elabuga, pr-t Neftyanikov, 32, phone: (85557) 25-004